



Retos en la exploración
y producción
de petróleo crudo
en el sexenio
2012-2018

Fabio Barbosa Cano

BREVIARIOS DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS



Retos en la exploración y producción de petróleo crudo en el sexenio 2012-2018



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Dr. José Narro Robles

Rector

Dr. Eduardo Bárzana García

Secretario General

Lic. Enrique del Val Blanco

Secretario Administrativo

Dra. Estela Morales Campos

Coordinadora de Humanidades



INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS

Dra. Verónica Villarespe Reyes

Directora

Mtro. Gustavo López Pardo

Secretario Académico

Aristeo Tovías García

Secretario Técnico

Roberto Guerra M.

Jefe del Departamento de Ediciones

Retos en la exploración y producción de petróleo crudo en el sexenio 2012-2018

Fabio Barbosa Cano



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS



Esta investigación, arbitrada por pares académicos,
se privilegia con el aval de la institución editora.

Barbosa Cano, Fabio

Retos en la exploración y producción de petróleo crudo en el sexenio
2012-2018 / Fabio Barbosa Cano -- México : UNAM, Instituto de Investigaciones
Económicas, 2012.

138 páginas ; 18 cm. --- (Breviarios de investigaciones económicas)

Bibliografía: p. 131-138

ISBN 978-607-02-3494-1

1. Petróleo – Exploración – México. 2. Industria y comercio del petróleo – Política
gubernamental – México. 3. Reservas petroleras – México.

I. Universidad Nacional Autónoma de México. Instituto de Investigaciones
Económicas. II. título. III. Serie.

338.272820972-scdd21

Biblioteca Nacional de México

Primera edición
8 de septiembre de 2012

D.R. © UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Ciudad Universitaria, Coyoacán,
04510, México, D.F.

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS

Circuito Mario de la Cueva s/n

Ciudad de la Investigación en Humanidades
04510, México, D.F.

ISBN: 978-607-02-3494-1

Corrección y cuidado de la edición: Marisol Simón

Diseño de portada: Ana Laura García Domínguez



Esta obra está sujeta a la licencia Reconocimiento-NoComercial-SinO-
braDerivada 3.0 Unported de Creative Commons. Para ver una copia de
esta licencia, visite:

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/>

Impreso y hecho en México

ÍNDICE

PRESENTACIÓN	9
INTRODUCCIÓN	11
1. LA EXPLORACIÓN EN LAS AGUAS PROFUNDAS DEL GOLFO DE MÉXICO Y SUS RESULTADOS, 1998-2012	15
2. LA EXPLORACIÓN EN AGUAS SOMERAS DEL GOLFO DE MÉXICO Y ÁREAS TERRESTRES, 2001-2012	37
3. SITUACIÓN DE LOS CAMPOS GIGANTES Y DE LOS PRINCIPALES PROYECTOS DEL PLAN DE NEGOCIOS	71
4. LA “REENTRADA” A POZOS CERRADOS Y ABANDONADOS	103
5. ÁREAS EN CRECIMIENTO O CON POTENCIAL DE DESARROLLO	109
CONCLUSIONES	125
BIBLIOGRAFÍA	131

PRESENTACIÓN

La colección Breviarios de Investigaciones Económicas ofrece a los lectores temas actuales, de interés social y académico, presentados de manera sucinta y atractiva. Asimismo, están elaborados con un amplio panorama, rigor y acuciosidad en el análisis de los temas a tratar.

Los autores, especialistas en la materia que tratan, decantan el saber vigente; cada Breviario entonces se convierte en una oportunidad para conocer el nivel de la temática abordada y cumple con el propósito de despertar el interés del lector, poniendo a su disposición la bibliografía pertinente para profundizar en el tema tratado.

El otro propósito de los Breviarios de Investigaciones Económicas es hacer que el conocimiento llegue a más personas, una de las actividades fundamentales de la Universidad Nacional Autónoma de México y, por ende, del Instituto de Investigaciones Económicas, porque difundir es reproducir y acrecentar el saber.

Verónica Villarespe Reyes
Directora

Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM

INTRODUCCIÓN

Este breve estudio busca responder a una cuestión: ¿la caída de la producción aceitera en México es un problema de falta de inversión o de agotamiento de los recursos geológicos en el subsuelo? En 2007-2008, cuando Pemex perdió el control de Cantarell, cuando el agua empezó a invadir sus pozos y las tasas de declinación se dispararon de 7 u 8 % para situarse arriba de 25%, en sólo un año, el problema se convirtió en un asunto de debate nacional.

En 2008 la llamada Reforma Energética culminó con un conjunto de medidas tendientes a impulsar la producción petrolera, pero ésta continúa declinando. Por eso el nuevo gobierno de México, para el sexenio 2012-2018, tendrá que decidir entre avanzar a la transición energética o permanecer anclado en las políticas tradicionales.

De ahí la pertinencia de examinar la herencia que recibirá el nuevo gobierno en el sector de exploración y producción (EyP): aunque se inyecten más inversiones, obviamente con capital extranjero, la geología mexicana ya no puede continuar sosteniendo los actuales ritmos de extracción.

Para sustentar lo anterior se señala que no obstante que en la década pasada los recursos dedicados a exploración se duplicaron y el número de pozos perforados alcanzó cifras similares a las de los años del auge, no se han logrado descubrir yacimientos que permitan sostener las plataformas de producción y de exportaciones.

En este trabajo se revisan los resultados de la aplicación de nuevas tecnologías de recuperación terciaria y mejorada en algunos grandes proyectos marinos y terrestres: se constata que los campos gigantes han entrado a su fase terminal y que ningún recurso ha permitido aminorar la tasa de declinación, pues sus curvas de producción están convirtiéndose en asintóticas, aunque desde luego no estamos frente a un agotamiento abrupto porque aún hay un importante potencial.

Explicar este fenómeno contradictorio es el objetivo principal que se persigue: el crudo se agota y la dotación geológica mexicana se ve cada vez más disminuida, si bien aún tenemos pequeñas áreas en crecimiento. La producción seguirá disminuyendo año con año, pero la renta petrolera, como dice Rosío Vargas, seguirá siendo cuantiosa, porque los altos precios aminoran los efectos en las finanzas públicas. Sin embargo, las exportaciones seguirán cayendo en volumen físico, pero si la élite que decide los ritmos y volúmenes de producción logra apresurar el diseño de algunos proyectos en curso, el próximo sexenio iniciará dos o tres proyectos que le permitirán prolongar, aunque muy disminuidos, los ingresos por exportaciones después del año 2020.

En suma: aun con una producción declinante, los hidrocarburos seguirán siendo muy importantes como fuente de los ingresos fiscales por su relación con otros sectores de la economía y con el mercado mundial que, obviamente, también se verá muy apretado en el futuro.

En el trabajo se examinan tres sectores que integran la oferta actual y futura: 1) la situación de los campos gigantes y de los principales proyectos; 2) los resultados de la

exploración en los últimos diez años, y 3) los programas de rehabilitación, optimización y “reentradas” a campos maduros. Con el fin de facilitar su lectura, los resultados se presentan del siguiente modo:

En el capítulo 1 se examina la exploración en las aguas profundas del Golfo de México, que fue el proyecto estelar durante una década. Se cuenta el número de éxitos y fracasos, se discute la tasa de los primeros, se examinan las áreas más prometedoras y se observa la actividad por el número de equipos en operación.

El capítulo 2 está dedicado a contabilizar los resultados de la exploración en el territorio y las aguas someras durante el periodo 2000-2011, y se clasifican los nuevos campos con base en los criterios empleados en Estados Unidos.

En el capítulo 3 se examina la situación de los campos gigantes, se intenta aplicar los criterios de la Agencia Internacional de Energía para medir y comparar su declinación, se discute sobre sus curvas de producción y los distintos tipos de madurez, para luego examinar la situación de los principales proyectos. En el capítulo 4 se hace un rápido repaso de las experiencias sobre las “reentradas” en pozos cerrados, que permanecieron abandonados por décadas.

Finalmente, en el capítulo 5 describimos las áreas que consideramos en crecimiento y se enumeran otras que podrían ser objeto de nuevas campañas de exploración en el futuro. Cabe aclarar que de ninguna manera debe entenderse que el autor de este texto propone que se exploten, ya que, como se ha insistido, en las condiciones políticas actuales, ello sería simplemente un saqueo. Así, lo que se intenta es identificar las áreas cuya geología ofrece posibilidades y el capital extranjero, *que desde luego las conoce y*

acaso mejor que nosotros los mexicanos, tarde o temprano avanzará sobre ellas porque las consideran “oportunidades” de negocio. En el capítulo también se resumen los proyectos actualmente en fase de diseño, como el de explotación de la nueva área de extrapesados, que de ser exitoso podría alcanzar su pico de producción entre los años 2020-2030.

1. LA EXPLORACIÓN EN LAS AGUAS PROFUNDAS DEL GOLFO DE MÉXICO Y SUS RESULTADOS

LOS ÉXITOS EN AGUAS PROFUNDAS

No detallaremos cifras sobre las inversiones en investigación geológica y las campañas sísmicas, aunque cabe mencionar que en uno de sus últimos informes Pemex afirma que ya ha logrado una cobertura de 75% de las áreas prioritarias del Golfo de México profundo, principalmente mediante la adquisición de información sísmica;¹ por ello entraremos directamente a la operación culminante: la perforación de pozos de exploración. A finales del sexenio

¹ Dice Pemex: “La exploración en la parte mexicana del Golfo de México profundo se inició a principios de los noventa; sin embargo, fue hasta 2002 cuando se llevó a cabo de manera sistemática la evaluación del potencial petrolero y a partir de 2007 se incrementaron significativamente las inversiones exploratorias en esta región del país [...] del año 2000 a 2011, Pemex Exploración y Producción (PEP) destinó aproximadamente 50 000 millones de pesos a esa zona, principalmente para la perforación de pozos y la adquisición de información sísmica. Así, fue posible adquirir más de 100 000 kilómetros de sísmica 2D y 105 700 kilómetros cuadrados de sísmica 3D, con lo que se ha logrado una cobertura del 75 por ciento de las áreas prioritarias del Golfo de México profundo”. Pemex, Boletín núm. 19, 7 de marzo de 2012 (<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=40&contentid=26229>). Cursivas nuestras.

se habrán perforado 30 pozos en las aguas profundas del Golfo de México.

Considerando que el objetivo explícito inicial fue encontrar aceite que permitiera mantener las exportaciones de crudo, a la fecha el resultado es muy pobre: sólo se ha conseguido crudo ultrapesado en cuatro pozos,² en una nueva provincia frente a Campeche, Kastelán, Kanché, Nab y Tamil. Conforme avanzan las perforaciones esta nueva provincia, extensiones en el talud de la Región Marina Noreste, se revela cada vez más extensa y, al mismo tiempo, desafiante por su complejidad geológica. De haberse logrado descubrimientos de ligeros, los programas de desarrollo se habrían iniciado, pero por la calidad de los aceites ultrapesados la dificultad para asegurar el flujo y su transporte, el diseño del proyecto de extracción aún no concluye. Este es uno de los principales retos en EyP del próximo sexenio.

Otro grupo de pozos exitosos en aguas profundas ha permitido el descubrimiento de una nueva provincia de gas húmedo, que hemos venido llamando “Catemaco”, situada frente a las costas del sur de Veracruz. Ese grupo de campos enfrenta hoy grandes incertidumbres debido a la

² Las clasificaciones internacionales son: ligeros, más de 35° API; medios, de 26 a 35°; pesados, de 10 a 25°, y extrapesados, abajo de 10° API (I. Sandra, StatoilHydro, “Global oil reserves. Recovery factors. Leave Vast Tarjet for EOR Technologies”, *Oil and Gas Journal*, 5 de noviembre de 2007. Los extrapesados han sido cuestionados por sus crudos de 8.5 grados API). Un estudio formulado como tesis de maestría en la Universidad de Stavanger, Noruega, por el ingeniero mexicano Omar Romero Mata, refiriéndose a Nab, concluye que “en el caso de ser programado para explotación, sería uno de los campos más difíciles en el mundo: No existe referencia histórica de un desarrollo de algún campo en esas profundidades y de fluidos con las propiedades de Nab” (Romero, 2010: 91).

caída de precios, lo que pone en riesgo su rentabilidad si la sobreoferta del gas en el mercado de América del Norte se revela estructural. El reto aquí quizá consiste en que se tenga la capacidad de concitar sinergias entre Pemex y el capital privado, para crear complejos petroquímicos en la región ístmica a fin de aprovechar tanto los bajos precios como los líquidos del gas ya descubierto e incluso beneficiarse con importaciones a los precios castigados vigentes.

Para presentar de conjunto los pozos profundos perforados por Pemex en la última década, en el cuadro 1 se incluyen datos de 12 pozos, aunque sus reservas se reportaron como probables y, en algunos casos, sólo “posibles”. En el cuadro 2 se enlistan los pozos que fracasaron, incluidos Kastelán, Caxui, Cox , Pok y Kanché, a pesar de que sus profundidades de agua se encuentran entre los 450 y 479 metros, respectivamente. La decisión obedece a que ellos formaron parte del proyecto de inversión de evaluación de potencial “Golfo de México B”, es decir, el Golfo profundo.

Adicionalmente, para algunos pozos, como el de Cox, se contrató la plataforma “Ocean Voyager” que, vale decir es el mismo equipo de perforación utilizado para otros de más de 500 metros; sin embargo, consideramos que el hecho de que tengan 50 metros y, en un caso, sólo 20 metros menos que la definición oficial mexicana, es irrelevante. Por otro lado, recordemos que en Estados Unidos se clasifican como profundos los de 1 000 pies, es decir, 300 metros.

Cuadro 1. Pozos descubridores y con reservas posibles, entre 2004 y 2011

<i>Pozo</i>	<i>Año</i>	<i>Resultado</i>	<i>Evaluación, crudo / gas</i>
1.Nab-1	2004	Reportado sólo con reservas posibles de crudo extrapesado	32 millones de barriles de aceite ultrapesado
2. Kastelan	2005	Reportado sólo con reservas posibles de crudo pesado	43 MMB de aceite ultrapesado
3. Noxal-1	2006	Reportado sólo con reservas posibles de gas	420 MMMPC
4. Lakach-1	2006	Único con reservas probadas de gas	308 MMMPC
5. Lalail	2007	Reportado sólo con reservas probables y posibles de gas	709 MMMPC
6. Tamil	2008	No ha sido reportado porque es de crudo ultrapesado de 9.6° API	Pruebas de producción: 638 barriles diarios
7. Leek-1	2009	Reportado sólo con reservas posibles de gas	112 MMMPC
8. Labay	2009	Reservas posibles de gas natural	2 400 MMMPC
9. Lakach Delimitador	2010	Pendiente evaluación de sus reservas de gas	Pruebas de producción: 25 000 pies cúbicos diarios
10. Piklis	2011	Primer pozo exitoso de la plataforma Centenario	Entre 400 y 600 MMMPC
11. Nen-1	2011	Segundo pozo exitoso de la Centenario; concluyó en noviembre de 2011	Pruebas de producción: 27 000 pies cúbicos diarios

<i>Pozo</i>	<i>Año</i>	<i>Resultado</i>	<i>Evaluación, crudo / gas</i>
12. Kunah	2012	Tercer pozo exitoso de la Centenario; su perforación concluyó en abril de 2012	El propio superintendente, el mexicano Mario Alberto Hernández, ha anunciado que su potencial de condensados y gas es más importante que el de Lakach

MMMPC: miles de millones de pies cúbicos de gas.

MMB: millones de barriles.

Fuentes: Pemex, *Las reservas de hidrocarburos de México* (2005-2009); boletines de prensa de Pemex (www.pemex.com).

Los pozos que fracasaron son 16: Chucktá, Caxui, Cata-mac, Chelem, Etbakel, Cox, Holok, Kabilil, Talipau y Caxa, que resultaron hoyos secos o encontraron sólo agua salada; Tamha, que encontró un “sistema petrolero inmaduro”;³ Puskón y Hux, cuyas perforaciones fueron suspendidas, y los pozos taponados antes de llegar al objetivo. En la lista hemos agregado a “Kanché”, perforado en el sexenio del presidente Fox y que aún no han sido reportado porque descubrió crudos de 6° API, en 480 metros de tirante de agua. En Alberta, Canadá, ya fue presentado un proyecto preliminar para su explotación. Así, en el caso de que en el próximo sexenio se incluya entre los proyectos en desarrollo, lo reubicaremos de inmediato en la lista de los exitosos. Considerando estos datos, la tasa de éxitos de Pemex en

³ La información se difundió en Houston, Texas, en el marco de la Off-shore Technology Conference: “The Tamha found an immature hydrocarbon system and was plugged and abandoned”, en “Mexico’s Pemex has suffered another disappointment on its deep-water drilling programme...”, primera plana de *Upstream*, Houston, 7 de mayo de 2009, pp.1-5. También puede leerse en www.upstreamonline.com.

Cuadro 2. Pozos profundos que fracasaron

<i>Pozo</i>	<i>Año</i>	<i>Tirante (metros)</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Plataforma</i>	<i>Reporte</i>
1. Kanché-1	2004	458	Extrapesados Campeche	Semisumergible Ocean Yorktown	No ha sido reportado. Encontró crudo ultra pesado de 6°API
2.Chuktá-201	2004	513	Extrapesados Campeche	Semisumergible Ocean Voyager	Hoyo seco
3. Caxui-1	2005	450	Lankahuasa	Semisumergible Kan Tan IV	Hoyo seco
4. Pok-1	2005	479	Extrapesados Campeche	Semisumergible Borgny Dolphin	No fue reportado por Pemex
5. Chelem-1	2007	810	Salina del Istmo	Ocean Voyager	Hoyo seco
6. Tamha-1	2008	1 121	Frente a costas de Tabasco	Noble Max Smith	“Encontró un sistema petrolero inmaduro”
7. Catamat-1	2009	1 230	Lankahuasa	Noble Max Smith	Sólo agua
8. Etbakel	2009	681	Extrapesados Campeche	Ocean Voyager	Trazas de crudo. No productivo
9. Cox	2009	449	Lankahuasa	Ocean Voyager	Hoyo seco
10. Holok-1	2009	1 053	Salina del Istmo	Noble Max Smith	Sólo agua
11. Kabilil	2009	730	Salina del Istmo	Ocean Worker	Hoyo seco
12. Baxale	2010	n.d.	Extrapesados Campeche	Noble Max Smith	Fracasó; no ha sido reportado

<i>Pozo</i>	<i>Año</i>	<i>Tirante (metros)</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Plataforma</i>	<i>Reporte</i>
13. Puskón	2011	647	Lankahuasa	Noble Max Smith	Se suspendió la perforación al encontrar una zona de presiones extremas
14. Talipau	2011	945	Lankahuasa	Bicentenario	Hoyo seco
15. Hux-1	2011	1 186	Extrapesados Campeche	West Pegasus	Interrumpido antes del objetivo
16. Caxa	2012	n.d.	Costa sur de Tamaulipas	Bicentenario	Fracasó; no ha sido reportado

Fuente: Pemex Exploración y Producción.

aguas profundas (relación entre el total de pozos y el número de descubridores) puede estar entre 28 perforados, con 15-16 fracasos y 12-13 descubridores, entre 42-46%. En cualquier caso es una cifra muy alta, comparada con los pozos del sector de los Estados Unidos.⁴ El problema es que ese indicador es muy limitado y para evaluar la situación es necesario profundizar en otros aspectos.

⁴ En el sector estadounidense del Golfo de México, la tasa de éxitos entre 2000-2006 fue del 10%, considerando además que en ese país se clasifican como pozos profundos los de más de 1000 pies, es decir 300 metros (Baños Torales et al., 2009: 34). Subrayamos que es un promedio, si se examinan los pozos exploratorios de la zona cercana a la frontera con México, en el área Alaminos Canyon, la tasa de éxitos se eleva 66%, como veremos más adelante.

Cuadro 3. Perforaciones en curso, a junio de 2012

<i>Núm. del pozo</i>	<i>Nombre</i>	<i>Área</i>	<i>Tirante de agua (metros)</i>	<i>Fecha de inicio</i>	<i>Plataforma</i>
1.	Supremus	Perdido	2 890	Mayo de 2012	West Pegasus
2.		Perdido	2 550	Mayo de 2012	Bicentenario

Fuente: Pemex Exploración y Producción.

Acaso se presenten discrepancias al estimar la tasa de éxitos, pero encontraremos plena coincidencia en que la geología del Golfo de México profundo no ha respondido como se esperaba. Que las reservas encontradas principalmente sean de gas natural y los yacimientos muy pequeños es un problema geológico; el hallazgo de crudo extrapesado ha sido un resultado sorprendente. El ingeniero Jesús Anguiano Rojas, coordinador de Programación y Evaluación de la Región Marina Noreste, lo explicó en Alberta, Canadá, en un congreso sobre crudos extrapesados: “los resultados de estos pozos mostraron condiciones más críticas a las esperadas, de densidad API y de viscosidad” (Anguiano, 2011: 9).

La geología sólo ha ofrecido esta nueva e “inesperada” dotación, en la cual los extrapesados tendrán que aguardar varios años mientras concluye el diseño del proyecto de explotación. Los descubrimientos de Kastelán, Nab y TAMIL también deben dimensionarse considerando que en la nueva provincia de ultrapesados, al norte de la Región Marina Noreste, también se ha descubierto un importante paquete de campos en aguas someras de entre 100 y 300 metros de profundidad de agua, que refuerzan la decisión

de continuar la exploración y el estudio de las alternativas de explotación.

Desde luego las expectativas que se abrigaron sobre las aguas profundas se han debilitado, pues ya sólo se mantiene la región fronteriza llamada Cinturón Plegado Perdido, como esperanza de encontrar campos gigantes de crudo y de mejor calidad.

NUEVOS CONOCIMIENTOS SOBRE EL GOLFO PROFUNDO

Hace diez años el Golfo profundo permanecía como única área sin perforar en México. El supuesto enorme potencial de aceite era una inferencia por analogía con los descubrimientos en las aguas profundas de Estados Unidos. Los casi 30 pozos perforados o en proceso y 15 años de investigación han permitido avanzar en el conocimiento. En el momento actual se han definido 10 áreas en aguas profundas pero, como ya señalamos, sólo en dos se han descubierto hidrocarburos. Enumeramos las áreas de norte a sur:

1. Perdido. Adyacente a la línea fronteriza, frente al litoral norte de Tamaulipas.
2. Oreos. Frente a las costas del extremo sur de Laguna Madre.
3. Nancán. Frente a las costas de Laguna de Tamihaua y sur de Tamaulipas.
4. Jaca-Patini. Antes llamada Lankahuasa, al sur de Laguna de Tamihaua.
5. Lipax. Frente a las costas al sur de Veracruz puerto.

6. Holok Oeste. Frente a las costas de Catemaco y Alvarado.
7. Holok Oriental. Frente a las costas de Catemaco y Alvarado.
8. Igual que el anterior, pero más al centro del Golfo.
9. Han. Frente a las costas de Tabasco.
10. Temoa, igual que el anterior pero más al centro del Golfo.
11. Nox-Hux. Frente a las costas de Campeche.

Pemex ha perforado solamente en cinco de ellas y, en una más operan dos plataformas.

Agregaremos información adicional sobre las áreas.

JACA-PATINI

Se trata de Lankahuasa profundo, ubicada frente al litoral norte de Veracruz, desde la desembocadura de los ríos Tuxpan y Nautla hasta Vega de Alatorre, contigua al área somera, ya en explotación, con el mismo nombre. Las instituciones de investigación de Estados Unidos que iniciaron su estudio en los años ochenta, es decir, hace más de 30 años, la llamaron "The Mexican Ridges", para destacar las largas cadenas de estructuras que un o unos submarinos gringos pudieron observar en el lecho marino frente a la costa veracruzana. A esta etapa de la exploración se la llama geología de superficie.

Ahora se conoce, aunque muy parcialmente, lo que hay en el subsuelo. Se han perforado cuatro pozos: Caxui, Cata-mat, Puskón y Talipau, pero, como anotamos en el cuadro 3, todos han fracasado. Desde luego lo anterior no signi-

fica que se abandonará esa región porque Lankahuasa se reveló muy prometedora desde los primeros estudios mexicanos de sismica, realizados en el sexenio de Zedillo. Citaremos un pequeño párrafo para recordar la forma en que se festinaba su potencial en aquellos días. En efecto, en una lujosa publicación editada exclusivamente para el Senado de la República, el ingeniero José Antonio Ceballos Soberanis, entonces director de Pemex Exploración y Producción, describía del siguiente modo las “Cordilleras Mexicanas” cuyo potencial se evaluaba en casi 60 000 millones de barriles de crudo equivalente, es decir, el doble de todos los recursos prospectivos:

Pemex realizó estudios regionales y semirregionales de adquisición sísmica de 8 000 kilómetros en tirantes de agua de 200 a 3 000 metros en el periodo comprendido entre 1993 y 1997. La interpretación de esta información ha permitido identificar un cinturón plegado de 190 000 kilómetros cuadrados en el que se definen alineamientos estructurales de hasta 150 kilómetros de longitud, estimándose un recurso no descubierto del orden de 59 000 millones de barriles acumulado en rocas del Terciario y Mesozoico ([Ceballos, 1999: 249](#)).

En 2011, el gobierno de Calderón decidió destinar dos plataformas para la búsqueda de crudo en esa región, la Noble Max Smith, que recibió la encomienda de perforar el pozo Puskón, tal vez el más profundo que se haya perforado en el Golfo de México: su objetivo era una estructura en el subsuelo marino a más de 8 000 metros de profundidad, es decir, ¡comparable con el Himalaya! Sin embargo, a los 7 000 metros la perforación topó con una zona de presio-

nes muy elevadas, para las que no estaba preparada, por lo que detuvo las actividades, quedó un mes paralizada y, finalmente, abandonó en definitiva el pozo, colocando en el agujero tres tapones de varios cientos de toneladas de cemento.

El caso revela otro de los más importantes retos en el futuro de la exploración petrolera; no creemos que se trate de simples dificultades, sino de riesgos inherentes al tipo de las actividades en la actual etapa de petróleo difícil, que deben ser conocidos y ventilados públicamente para hacer comprender la necesidad de fortalecer a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y buscar otras formas de participación, tal vez de organizaciones académicas y de profesionales de la ingeniería petrolera, en el monitoreo y desarrollo de los proyectos en aguas profundas.

Holok Oeste

Se ubica en el Cinturón Plegado de Catemaco, frente a las costas del sur de Veracruz. Ciudad Lerdo de Tejada ha sido elegida para construir las instalaciones de proceso de sus campos, pues se encuentra aproximadamente a sólo 50 kilómetros de los pozos del campo Lakach.

En Holok Oeste se han perforado nueve pozos: 1) Noxal; 2) y 3) en Lakach; el 4) Lalail; 5) Leek, 6) Labay, 7) Piklis, y 8) Nen, a los que agregamos 9) Tabscoob (que no es profundo pero inició la incursión en el área). Todos han sido descubridores (algunos muy pequeños). En esta zona la tasa de éxitos es de 100% y Pemex dispone de una cartera de más de 100 localizaciones. En 2011 la plataforma Centenario concluyó la perforación de Piklis; en diciembre concluyó

el pozo “Nen-1” y entre enero-mayo de 2012 se realizó la perforación de Kunah, cuyas pruebas, aunque no han concluido, ya revelaron un potencial gasero más importante que el de Lakach.

Holok Oriental

Se ubica inmediatamente al Oriente de la anterior, en el litoral del extremo sur de Veracruz, frente a Coatzacoalcos. Creemos que un nombre más apropiado para esta área sería “extensiones costa afuera de Salina del Istmo”, lo que destacaría el tipo de retos que tendrán que enfrentarse, es decir, el de formaciones subsalinas, verdadera pesadilla para los perforadores. En esta área se ha probado con cuatro pozos, todos fracasados: Chelem, Holok, Kabilil y Cox. PEP mantiene la esperanza de encontrar en este bloque aceite ligero; por ello, programó que en este mismo sexenio la nueva plataforma, la West Pegasus, trabajara en ella, decisión que modificó después del acuerdo sobre campos transfronterizos, que determinó un viraje para concentrar dos equipos en el área Perdido.

Temoa

Situado frente a las costas de Tabasco, sólo se ha perforado el pozo Tamha, que, repetimos, encontró “un sistema petrolero inmaduro”, expresión que implica un riesgo muy alto de que otros pozos fracasen. El mismo planteamiento se reforzó en un seminario en la Academia de Ingeniería, donde Pemex explicó el problema como de “la calidad de la roca almacén” (PEP, RMSO, 2009: 17); así, aunque PEP anunció

un segundo pozo en 2012, lo reconsideró para privilegiar la región Norte, más probable de ofrecer aceite.

Lipax

Frente a Veracruz, continúa virgen. Los estudios de sismica han obtenido seis localizaciones aprobadas ([PEP, RMSO, 2009: 17](#)).

Han

Se ubica frente a las costas de Tabasco, continúa virgen. Apenas en 2010, se inició un nuevo estudio de sismica para generar localizaciones, llamado “Han Sur-Oeste de Tamil”, que cubrió una superficie de 12 300 kilómetros cuadrados.

Nox-Hux

Área inicialmente llamada, por el nombre del proyecto, “Campeche Oriente”, se ubica frente a las costas de Campeche. Ahora la identificamos como la nueva provincia de crudos ultrapesados que ya describimos, donde Pemex tiene cinco pozos profundos que fracasaron: Chuktah-1, Chuktah-201, Etbakel, Baxalé y Hux-1, más los tres pozos profundos con reservas “posibles”: Nab, Kastelán y Tamil y, como ya adelantamos, un paquete de 20 nuevos campos, en tirantes someros, entre 100 y 300 metros de tirante de agua. Algunos de esos campos, como Ayatsil-Tekel, están planeados para iniciar la producción en fecha tan cercana como el segundo año del próximo sexenio.

La exploración petrolera en aguas profundas fue el proyecto estelar de México durante la última década. En la etapa final del gobierno de Calderón se emprendió un gran esfuerzo para tener cuatro equipos operando simultáneamente en las aguas profundas del Golfo de México. Desde 2007, en un esquema inédito de contrataciones anticipadas, se aseguró una nueva flotilla que finalmente pudo completarse, con retrasos, a partir de 2010.

La plataforma inicialmente llamada Petrorig-III fue rebautizada a su llegada a Dos Bocas, Veracruz, el 8 de julio de 2010, como la Centenario, pero hasta mayo de 2011 concluyó la perforación del Piklis-1.

¿Por qué la perforación se prolongó casi un año? Nuestro equipo de investigación realizó diversas entrevistas en Tuxpan y en Dos Bocas para aclarar la cuestión y adelantaremos que desde el arribo de la plataforma se presentaron diversos problemas; por ejemplo, reprobó el primer *check list*, por lo que comenzó a perforar hasta el 8 de agosto de 2010 y en los meses siguientes se presentaron numerosas dificultades que interrumpieron los trabajos por meses. Interesa profundizar en ellas no tanto por sus repercusiones en los costos, sino por las implicaciones en la seguridad de las operaciones, asunto central en la nueva agenda de las aguas profundas.

La Bicentenario, en principio llamada Muralla III, inicialmente programada para perforar en la zona fronteriza, fue reubicada al pozo "Talipau-1", en Lankahuasa profundo,

frente a Tuxpan, en el bloque llamado por Pemex “Jaca Pardini”, pero no encontró hidrocarburos.

Después del contratiempo, la plataforma fue movida unos 200 kilómetros al norte, frente a las costas del municipio de Soto La Marina, en donde de enero a mayo de 2012 perforó el pozo Caxa-1, que también fracasó.

Otra plataforma, la West Pegasus, también fue contratada desde 2007. Un comunicado desde Hamilton, capital de Islas Bermudas, el pasado abril de 2011 posiblemente aclara las razones de la demora: Pemex y la empresa propietaria estuvieron discutiendo un nuevo acuerdo sobre las tarifas en el que se señala que éstas se mantendrán fijas sólo por dos años y los siguientes se ajustarán anualmente conforme a los movimientos en el mercado de los equipos.⁵ La West Pegasus inició sus actividades en las aguas mexicanas con la perforación de Hux-1, en la nueva provincia de ultrapesados.⁶

En este pozo se han realizado hazañas tecnológicas que no conocemos, quizá por insuficiencias de nuestra investigación, en ningún otro país, por ejemplo, se llevó acabo la realización de dos *side tracks* en 4 000 metros de profundidad bajo el subsuelo marino (sin traducción literal al español, *side track*, es una operación de desviación de la trayectoria original proyectada de un pozo). En el caso, obligada por las dificultades, desde luego inesperadas, de la geología de la región. Otra vez subrayamos que el caso exhibe dos cues-

⁵ Véase: “Seadrill confirms ultra-deepwater contract in Mexico”, Hamilton, Bermuda, 8 de abril de 2011 (http://www.seadrill.com/modules/module_123/proxy.asp?C=42&I=2379&D=2&mid=179).

⁶ “West Pegasus 8770766. Vessel’s Details and Current Position (<http://www.marinetraffic.com/ais/es/shipdetails.aspx?MMSI=566012000>). Última consulta: 15 de julio de 2011.

tiones: por un lado, la decisión de no abandonar la zona de ultrapesados, que se revela como componente de la oferta futura, así sea para los años más allá de la década de los veinte de este siglo y, por otro, el ansia casi enfermiza por contar con reservas de aceite aunque se enfrenten riesgos de consecuencias impredecibles. ¿Este tipo de decisiones debe seguir siendo privilegio de una élite?

Finalmente, la plataforma Max Smith también fue contratada desde 2007, aunque sólo para tres años. En 2010, cuando se creía que Pemex cancelaría o, por lo menos, aminoraría el ritmo de sus actividades en aguas profundas como consecuencia de las repercusiones del accidente del Macondo, la Max Smith concluyó dos pozos: Labay y Lakach 2DL, en la cuenca Catemaco y el mismo año, inició el pozo Baxalé, en el área de extrapesados.

La Noble Max Smith concluiría sus servicios para Pemex el 31 de julio de 2011, pero la empresa propietaria anunció que la paraestatal le solicitó una extensión de 20% del tiempo contratado,⁷ acuerdo que fue cancelado por el problema mencionado de las altas presiones en Puskón, que motivó el regreso de la plataforma a los astilleros de Houston desde diciembre de 2011.

Por otro lado han surgido nuevas dificultades en los planes de Pemex en relación con las formas de asociación con las grandes petroleras, que le darían acceso a nuevos financiamientos y tecnologías. Las examinaremos a continuación.

⁷ Lo dice muy claramente la empresa propietaria: "we have received a request for an extension of the current contract..." (Noble Corporation and subsidiaries, "Fleet status report", 6 de julio de 2011). (http://www.noblecorp.com/Docs/NE_FleetStatus.pdf).

El yacimiento Trident fue descubierto hace más de 10 años y se le considera el primer campo transfronterizo México-Estados Unidos, en el Golfo de México. Para probar si esa estructura también es productora en la parte mexicana, Pemex ha estudiado la localización llamada “Alaminos”, a cuatro kilómetros frente a Trident.

En 2010, muy tardíamente, se publicó en Estados Unidos, que la explotación de Trident no era comercial, lo que explica por qué ha permanecido virgen.

Los bloques 903, 904 y 947 del área Alaminos Canyon, en el sector estadounidense del Golfo de México, donde se ubican los pozos Trident, fue devuelto por Chevron al gobierno de Estados Unidos desde 2008, al terminar el plazo que establece la legislación yanqui sobre arriendos en el *offshore* estadounidense.⁸

La información, que ahora es pública en Estados Unidos, también permite saber que los bloques mencionados, 903, 904 y 947 del área Alaminos Canyon, en el sector estadounidense del Golfo de México, se incluyeron en la licitación 210, organizada por la Mineral Management Services (MMS) en agosto de 2009⁹ y se otorgaron a una pequeña empresa noruega llamada Rocksource Gulf of Mexico (RGOM), una subsidiaria de Rocksource ASA.

⁸ Transcribimos literalmente: “Deemed noncommercial, the lease holding Trident was let go in 2008 by the block operator, Chevron” (http://www.subseaiq.com/data/PrintProject.aspx?project_id=372). Última consulta: 8 de julio de 2010.

⁹ http://www.gomr.mms.gov/homepg/lseale/210_active_lease.pdf.

La propia Rocksource amplió la información sobre sus adquisiciones y, muy importante: reveló que el yacimiento Trident sólo tiene 100 millones de barriles, anunciando que en el futuro realizaría su propia estimación.¹⁰ Desde luego si México descubre que el yacimiento se extiende en aguas mexicanas Trident podría devenir comercial.

A estas dificultades se agrega que el “acuerdo” sobre yacimientos transfronterizos, recientemente firmado por los gobiernos de México y Estados Unidos, ha resultado poco atractivo para las grandes petroleras de aquel país y el Senado del país vecino se ha negado a ratificarlo. Se esperaba acelerar el proyecto de asociación con las grandes petroleras adoptando el modelo de “unitización” (*sic*) de los transfronterizos, así que si esa posibilidad fracasa, en el próximo sexenio este país tendrá que decidir si realiza las reformas constitucionales que las grandes empresas petroleras exigen para invertir en las aguas profundas de México.

Ante el predicamento, Pemex ha explorado otras formas de asociación. Así en 2009 el ingeniero Morales Gil, director de PEP, propuso en la Offshore Technology Conference de ese año que el crudo mexicano que se descubrirá cer-

¹⁰ Literal: “Rocksource ASA announces that the company, through its subsidiary Rocksource Gulf of Mexico Corporation (RGOM), has been awarded nine leases in the Western Gulf of Mexico Lease Sale 210... Unocal merged with Chevron in 2005, and in 2008 the operator Chevron returned the leases at the expiry of the primary lease term... In addition, the awards include the Trident discovery, which the previous operator (Unocal/Chevron) estimated to contain in excess of 100 million barrels of discovered resources. Rocksource will release its own resource estimate upon further evaluation” (<http://www.rocksource.com/archive/rocksource-awarded-9-gulf-of-mexico-leases-article182-170.html>). Última consulta: 2 de mayo de 2010.

ca de la frontera se transporte directamente a Houston, utilizando las instalaciones de transporte construidos a sólo 14 kilómetros de distancia para el proyecto Great White, de Chevron, British y Shell.¹¹

CAÍDA DE LAS EXPECTATIVAS DE QUE LAS AGUAS PROFUNDAS REVIERTAN LA CAÍDA DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA

En la industria petrolera la geología tiene la última palabra, como se demuestra en el área Perdido, donde hay muy altas probabilidades de éxito. Destacados geólogos, como los doctores Salvador Ortuño Arzate y Miguel Guerrero, nos han advertido sobre la necesidad de ser muy cuidadosos en el empleo del método analógico, pero seguimos pensando que es una hipótesis válida considerar como pozos análogos los de las estructuras en la formación Wilcox, entre los cuales hay yacimientos gigantes. En el lado de Estados Unidos, con 19 pozos de exploración, se lograron 12 descubrimientos, una tasa de éxitos de 63%.¹² Sólo el dato de que las instalaciones del campo Great White están diseñadas para manejar una producción de 100 000 barriles

¹¹ Transcribimos textualmente: "Mexico also needs international help... A shortage of pipelines in deep Mexican waters could mean, for example, that the Mexican side of the U.S. Perdido prospect might flow to market through U.S. pipes if the two countries agree" (Bruce Nichols, "Mexico hurries deep Gulf oil, gas search", Reuters, Houston, 6 de mayo de 2009.)

¹² Don Lyle, "Operators stretch the limits", E&P (<http://www.epmag.com/archives/print/364.htm>). Última consulta: 3 de abril de 2007.

diarios de crudo indica la existencia de campos gigantes.¹³ Como se sabe, también se espera una producción similar en el proyecto “Jack”, unos kilómetros al oriente.

¿Puede esperarse que los descubrimientos reviertan la caída de la producción petrolera? Por analogía es razonable la expectativa de lograr descubrimientos y una producción similar a la de Estados Unidos: 200 000 barriles diarios en el pico. Por supuesto, si Pemex tiene éxito, la producción estaría fluyendo a finales del siguiente sexenio.

El primer descubrimiento de aceite en el área Perdido provocará el cambio inmediato de todo el programa de Pemex. Si la Bicentenario o la West Pegasus, o ambas, descubren aceite en volúmenes por lo menos similares a los descubiertos del lado estadounidense, todo el plan de Pemex para el Golfo profundo será reformulado. A finales de 2011 la paraestatal emprendió un nuevo sondeo sísmico cuya conclusión elevó la evaluación del área Perdido a 8 000 millones de barriles de crudo equivalente; por lo que una vez más las expectativas de encontrar campos gigantes son muy elevadas. Sin embargo, si Pemex sufre cinco o seis fracasos consecutivos las petroleras cambiarán su política hacia México y el cortejo que se desplegó en los años setenta se convertirá en desdén y sólo mantendrán su interés en el país las pequeñas empresas dispuestas a correr muy altos riesgos, como lo ha demostrado la experiencia internacional.

¹³ Información muy amplia sobre el proyecto en “Offshore US-Mexico exploration: cross-border perspectives”, *Offshore*, 1 de julio de 2009 (<http://www.offshore-mag.com>). Desde luego Great White no es un campo transfronterizo; se ubica a 14 kilómetros de la línea fronteriza.

2. LA EXPLORACIÓN EN AGUAS SOMERAS DEL GOLFO DE MÉXICO Y ÁREAS TERRESTRES, 2001-2010

La producción de crudo en México disminuye día a día; como consecuencia, también las exportaciones y los ingresos del gobierno se reducen, desde luego compensados parcialmente por los altos precios.

La respuesta ante la caída de la producción aceitera es la presión para que se amplíe la apertura al capital privado a fin de intensificar la exploración y elevar las exportaciones. Pemex nuevamente está siendo sometido a críticas sobre su "ineficiencia" que, en esa visión, se reduce a su incapacidad para elevar los ingresos de divisas por ventas de petróleo crudo.

La verdad es que en los últimos 10 años Pemex ha realizado un gran esfuerzo para revertir la disminución de las exportaciones; en ese lapso ha perforado un número de pozos de exploración sólo apenas menor a los realizados en los años del auge en los setenta. Desde luego ese esfuerzo ha dado frutos: en este país, en promedio, en la última década, se está descubriendo un nuevo campo o un nuevo yacimiento cada 15 días.

Con el objetivo de establecer un periodo amplio que permita comparar la tasa de éxitos en la última década, en el cuadro 4 se presentan las estadísticas de los pozos de exploración y sus resultados de 1977 a la fecha. Puede verse que en el sexenio de Fox se perforaron 442 pozos y en el del auge, el de López Portillo, 459, una diferencia de 17 pozos, alrededor de 4 por ciento.

Casi a las mismas conclusiones se llega si examinamos los promedios: el de los años del auge fue de 73 pozos exploratorios anuales. En el periodo de 2001 a 2009 el promedio anual de pozos de exploración fue de 70.

El cuadro también muestra que la tasa de éxitos en el lapso 2001-2009 es más alta que la del auge, lo cual significa que ni la mejor sismología que ahora se aplica puede resolver el problema de que lo que aún queda en el subsuelo son yacimientos pequeños. La suma de los descubrimientos en los 10 años del periodo 2001-2010, en aguas someras del Golfo y en el territorio nacional, es de 263 nuevos campos o yacimientos de hidrocarburos. ¿Por qué, entonces, la producción está cayendo? Porque casi dos tercios de esos descubrimientos son de gas natural, apenas un tercio son aceiteros y más de la mitad se clasifican en las más bajas categorías por sus volúmenes de reservas, asunto que iremos examinando acaso con excesivo detalle en este capítulo.

La mayor parte de los nuevos campos se ubican en cuencas de gas seco: Burgos, Veracruz, Macuspana y Sabinas. Incluso, en busca de crudo Pemex avanzó, en el perio-

Cuadro 4. Pozos de exploración y resultados, 1977-2010

<i>Año</i>	<i>Pozos de exploración</i>	<i>Campos y/o yacimientos descubiertos</i>	<i>Tasa de éxitos 2/1 (%)</i>
1977	85	26	
1978	104	20	
1979	85	25	
1980	73	34	
1981	62	21	
1982	50	18	
Subtotal	459	144	31
1983	54	17	
1984	68	10	
1985	78	7	
1986	56	10	
1987	27	3	
1988	33	2	
Subtotal	316	49	16
1989	42	10	
1990	43	10	
1991	45	12	
1992	38	14	
1993	19	9	
1994	17	2	
Subtotal	204	57	28
1995	10	1	
1996	10	1	
1997	10	0	
1998	21	6	
1999	22	5	
2000	37	6	
Subtotal	110	19	17

(Continúa)

Cuadro 4 (Continuación)

<i>Año</i>	<i>Pozos de exploración</i>	<i>Campos y/o yacimientos descubiertos</i>	<i>Tasa de éxitos 2/1 (%)</i>
2001	53	12	
2002	55	26	
2003	88	41	
2004	103	35	
2005	74	36	
2006	69	25	
Subtotal	442	175	40
2007	49	23	
2008	65	19	
2009	75	24	
2010	39	22	
Subtotal	228	88	39
Suma periodo 2001-2010	670	263	39

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 2011* y reportes de campos y nuevos descubrimientos de los años correspondientes. Todo disponible en www.pemex.com.

do 2001-2009, a nuevas áreas nunca antes tocadas por la barrena, la más conocida de las cuales es Lankahuasa, en el área de someras, pero sólo encontró gas. Lo mismo ocurrió en una nueva cuenca llamada Macuspana costa afuera, extensión de las mismas formaciones productoras en tierra.

El fracaso en la búsqueda de crudo se repitió en la Región Marina Suroeste, donde ahora algunos de los nuevos campos sólo rindieron gas natural, como Chukúa, Akpul, Hap, Thel y Winac. También en Litoral Tabasco y la Región Marina Noreste, zonas tradicionalmente productoras de

aceite, en esta nueva etapa, algunos descubrimientos resultaron sólo de gas, como Men y Után.

El que los pozos encuentren nada más gas es un problema de las nuevas condiciones geológicas, no de falta de exploración.

Desde luego el gas natural tiene valor, pero la preocupación obsesiva de la élite que impone el curso del país es mantener las exportaciones de crudo, por los dólares fáciles que resultan de las ventas del aceite. En el diagnóstico oficial Pemex está en crisis por “el derrumbe”, de la producción aceitera. La de gas natural alcanza máximos históricos, pero ello casi no se menciona.

El gas natural es una industria diferente a la del crudo, su aprovechamiento requiere inversiones en plantas de separación y sistemas de transporte cuyo retorno puede demorar más de un sexenio. En la visión de corto plazo imperante, se prefiere quemar el gas a realizar las inversiones requeridas.

Es necesario matizar: sin duda hay una nueva política en materia de gas natural, iniciada desde que en el gobierno de Zedillo se estableció el Programa Estratégico de Gas (PEG), que comenzó con unos 20 proyectos, entre ellos, la rehabilitación de Burgos y Macuspana. Los resultados del PEG explican que la producción de gas ha alcanzado los niveles más altos en la historia de México, sin embargo, al mismo tiempo, para los gobiernos neoliberales la prelación ha sido el aceite, porque puede transformarse en dólares rápidamente y requiere inversiones menores. Así, los nuevos yacimientos gaseros se aprovechan sólo cuando esas instalaciones ya existen o están muy cercanas a los nuevos campos descubiertos, pero en numerosos campos y pozos, sobre todo distantes de la infraestructura, por la

falta de inversiones en equipos de separación, almacenamiento y transporte, el gas natural todavía se quema o ventea , como si fuera un estorbo. Hemos podido constatarlo en el campo Malva, descubierto en 2003 en Chiapas. Lo mismo ocurre con la mayor parte del gas de los campos de Chicontepec: la construcción de la nueva planta de proceso de gas en Poza Rica lleva meses suspendida por falta de presupuesto.

En este trabajo sólo haremos algunas referencias a los campos de gas y nos centraremos en los nuevos yacimientos de petróleo crudo.

En el cuadro 5 se presenta la lista de los nuevos campos o yacimientos de crudo descubiertos en el Golfo de México entre 2001 y 2011.

Cuadro 5. Campos y nuevos yacimientos de crudo reportados como descubridores, en aguas someras del Golfo de México

<i>Año</i>	<i>RMNE Campeche pesados</i>	<i>RMSO Campeche ligeros</i>	<i>Litoral Tabasco¹</i>	<i>Istmo (costa afuera)</i>	<i>Faja de oro marina y atolón arenque</i>
2001			Kopo		
2002			Mison		
2003	Ku	Homol	Chuhuc Namaca Nak Etkal	Amoca Xaxamani	Lobina
2004	Baksha Pohp	Pokoch Tumut Wayil	Etkal	Itla	Atún Bagre

<i>Año</i>	<i>RMNE Campeche pesados</i>	<i>RMSO Campeche ligeros</i>	<i>Litoral Tabasco¹</i>	<i>Istmo (costa afuera)</i>	<i>Faja de oro marina y atolón arenque</i>
2005	Baksha Kayab Tson Kach	Chuc Ichalkil	Sinan Sinan Xanab		Arenque Mejillón
2006	Ayatsil	Homol Onel	Yaxche Xulum		
2007	Ayatsil Maloob	Kuil			
2008	Ayatsil Pit	Kambesah	Xanab Yaxché Tsimin	Teocalli	
2009	Tekel Bacab Chapabil Ichalkil Kayab		Tsimin Xux		
2010	Kayab 1ADL Utsil-1		Tsimin 1DL Xux-1		
2011	Sihil-5 Kayab	Hokchi-101 Tokal	Tsimin-1DL Kimbe Xanab		
Total	21	12	22	4	5
Gran total					64

¹ Incluye, Macuspana costa afuera.

Fuente: Elaborado con información de Pemex Exploración y Producción. Reportados como descubridores lo que quiere decir que se les asignó algún volumen de reserva en cualquiera de sus tres clasificaciones: probada, probable y posible.

La Sonda de Campeche sigue siendo el área donde se concentran las reservas, la producción y el mayor número de descubrimientos de campos aceiteros, pues sólo en las dos regiones marinas, la Noreste, caracterizada por sus crudos pesados, y la Sureste, de crudos ligeros, se han reportado como descubridores más de 30 nuevos campos o yacimientos, pero si se suman los de Litoral Tabasco, la cifra se eleva a más de 50. Si se consideran los descubrimientos frente a las costas de Veracruz y de Tamaulipas tendremos más de 60 nuevos campos de crudo en el Golfo de México, en la última década.

Se trata de petróleo nuevo, que podemos llamar el petróleo pos-Cantarell de México.

CARACTERÍSTICAS DE LA EXPLORACIÓN Y SUS RESULTADOS, 2001-2010

1) El número de nuevos campos solamente es un indicador de la intensidad de la exploración, pero los volúmenes de reserva descubierta son escasos. En diez años sólo se ha encontrado un nuevo gigante, Ayatsil, aunque, conforme se precisan sus características y dificultades, se acrecientan las dudas sobre si podrán extraerse los 500 millones de barriles que definen a un campo gigante. Su clasificación dependerá del proyecto y de los ritmos de su explotación.

Así, el último gigante en tierra, Tecominoacán, fue descubierto en 1984, hace un cuarto de siglo, y el último gigante marino en 1979, hace casi 30 años.

En toda la Región Norte hace tres décadas que no se descubre un solo barril de aceite y en las extensiones costa afuera sólo se han logrado detectar dos nuevos yacimientos.

2) En la vieja etapa la exploración se concentró en el Cretácico, las rocas más codiciadas. Todos los campos gigantes de este país son cretácicos. En esta nueva etapa, 2001-2010, se produjo un regreso al Terciario, donde, con escasas excepciones, sólo se ha encontrado gas. Así 20% de los nuevos campos del Golfo de México son de gas seco.

3) La geografía de los descubrimientos muestra un avance a nuevas áreas: como ya se anotó, son Lankahuasa y Marcuspana costa afuera, que aparecen por primera vez en la nueva geografía petrolera del país.

4) El avance a nuevos espacios se produjo también en los confines del noreste de la Sonda de Campeche. En este nuevo periodo posterior a Cantarell, Pemex cruzó la isobata de los 100 metros y perforó pozos, como Ayatsil y Tekel, en alrededor de 120 metros de profundidad de agua; Kayab en más de 200 metros, e incluso algunos, como "Lem", en más de 300, que en Estados Unidos se clasificarían como "profundos". Desde 1978, durante la dirección del ingeniero Díaz Serrano, se perforó Tunich, en casi 140 metros de tirante, pero era un caso aislado, pues parece que se trataba de una prueba rápida para conocer el potencial de áreas vírgenes. Ahora se trata de un avance sostenido; es una nueva orientación de la exploración petrolera.

5) Siguiendo con el rasgo anterior: conforme Pemex avanzó en este nuevo periodo 2001-2010, alejándose mar adentro, a zonas más profundas, incluso al talud continental, lo que ha estado encontrando es crudo ultrapesado,

Ayatsil, de 10.5° API; Baksha, de 9.6 grados; Numan, de 9.2; Tson, de 8; el caso extremo es Kanché, de 6 grados API.

Estos pozos empezaron a perforarse en el sexenio de Fox y en algunos no se reportaron ni siquiera reservas “posibles”. Sin embargo, desde abril de 2008 nos llegó a quienes colaborábamos con la Comisión de Energéticos del Senado el primer anuncio de que Pemex iniciaba el diseño de un plan de desarrollo de extrapesados en Campeche Oriente. Más tarde incluso se empezaron a conocer los nombres de los campos incluidos en el programa, calificado como “imprescindible para detener la caída de la producción” ([Suro Pérez, 2010: 15](#)). Aunque el diseño del proyecto todavía no ha concluido, este potencial se debe enlistar entre los nuevos posibles componentes de la oferta futura.

6) Los pozos de exploración no solamente se han perforado en áreas nuevas o vírgenes. En los cuadros 5 y 6 aparecen campos descubiertos desde los años setenta y antes. Lo que significa que se “reentró” con nuevos pozos de exploración y se descubrieron nuevos yacimientos que ampliaron las reservas de campo (si el nombre de uno de ellos se repite varios años es porque en él se reportaron varios pozos descubridores).

También subraya la importancia de las “reentradas” que, en el periodo en estudio, llevaron a que 20% de los nuevos yacimientos descubiertos se ubican en campos viejos. Formaron parte del componente exploratorio del primer Plan de Negocios formulado por iniciativa del ingeniero Raúl Muñoz Leos.

Para aclarar nuestra afirmación acerca de los “descubrimientos” en campos viejos ya en operación es necesario

definir qué es un pozo exploratorio, citamos de un texto utilizado en el posgrado del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP):

- a) El perforado para probar una trampa que jamás ha producido. Es el caso clásico.
- b) Para extender el conocimiento de los límites de un yacimiento ya en producción.
- c) Probar un yacimiento en un campo petrolero en actividad, pero la formación a probar está más profunda o más somera, que el yacimiento productor (Velázquez Cruz, 2008: 26).

Es decir, que se puede “explorar” tanto en un campo conocido como en un pozo en actividad. En el pasado también se regresaba a campos viejos, pero era una práctica excepcional, pues desde que se formuló el primer Plan de Negocios en Pemex, en 2001-2002, quedó definida en la empresa una nueva política de regreso a campos maduros. Aún más: un tercio de los proyectos del Plan de Negocios, eran de este tipo, lo que indica que desde 2000 un tercio de los campos habían entrado en declinación.

7) Los ingenieros petroleros dicen coloquialmente que “el mejor lugar para buscar petróleo es en donde ya se ha descubierto”, pues como hemos anotado un pozo de exploración puede tener como objetivo un estrato (es decir, una capa del subsuelo más profunda o, incluso, una más somera) del yacimiento productor. Esto ha resultado muy eficaz en las cuencas del Sureste, donde las nuevas tecnologías de sísmica y de perforación permiten detectar hidrocarburos antes ocultos por cuerpos de sal, así como perforar a través de cientos de metros de masas salinas.

Este es un punto muy importante, del que aquí hacemos la primera mención, aunque, en las siguientes páginas iremos agregando datos sobre campos de este tipo, como el Sen en Nacajuca, Tabasco; el también tabasqueño Samaria, o el chiapaneco Teotleco. En el capítulo final la suma de nuestras informaciones nos permitirá presentarlos como parte de una nueva área con posibilidades de crecimiento en el futuro.

Siguiendo el método de aproximaciones sucesivas presentamos ahora la lista de los campos terrestres descubiertos de 2001 a 2011. Se eliminaron los campos de gas seco descubiertos en Burgos, Sabinas, Veracruz y Macuspana, excepto si se reportaron también reservas de crudo. Como adelantamos casi, 66% de los nuevos campos terrestres son de gas seco.

Cuadro 6
Nuevos campos o yacimientos aceiteros terrestres descubiertos
en 2001-2010

<i>Año</i>	<i>Tabasco: cretácico y subsal</i>	<i>Chiapas: cretácico</i>	<i>Istmo: en tierra subsal</i>	<i>Crudo en cuenca gasera de Burgos</i>	<i>Crudo en cuenca gasera de Veracruz</i>	<i>Crudo en cuenca gasera de Macuspana</i>
2002					Perdiz	Saramanko Vernet
2003	Sen/pozo Naranja"	Malva		Nejo		Shisito Guaricho Gubicha
2004	Samaria Tizón			Nejo		
2005		Agave	Tiumut			

<i>Año</i>	<i>Tabasco: cretácico y subsal</i>	<i>Chiapas: cretácico</i>	<i>Istmo: en tierra subsal</i>	<i>Crudo en cuenca gasera de Burgos</i>	<i>Crudo en cuenca gasera de Veracruz</i>	<i>Crudo en cuenca gasera de Macuspana</i>
2006	Kali		Nelash		Perdiz	
2007	Pache Tajón Cráter	Gaucho			Perdiz	
2008		Teotleco	Rabasa		Kabuki	
2009	Terra Bricol Bajlum Madrefil.	Teotleco	Cupache Tupilco Flanco			
2010	Bricol Naguin Juspi 101A Palapa 301 Sen/pozo Pachira		Brillante		Tilapia	Guaricho-501
2011	Pareto				Gasífero	
Total	17	5	7	2	5	6
Gran total						42

Fuente: elaborado con datos de Pemex Exploración y Producción.

Adelantemos algunas observaciones:

1) Salta a la vista la importancia del Sureste, ya que casi 90% de los nuevos yacimientos terrestres se descubrieron en Tabasco, Chiapas y el Istmo.

Se observa claramente el escaso número de hallazgos en el Cretácico de Chiapas. En esta entidad, donde comen-

zó el auge en 1972 apenas aparecen dos campos nuevos, Malva en 2003 y Teotleco en 2008 y 2009 (Agave y Gaucho son reentradas), es decir, que ésta, que fue una espléndida geología, ahora sólo ha podido ofrecer dos nuevos campos en 10 años.

Que aún queda crudo, no hay duda, pero es importante destacar sus nuevas características. Teotleco, en el municipio de Reforma, fue descubierto en una estructura adyacente al gigante Cactus, la cual había pasado inadvertida porque estuvo “escondida” en un cuerpo salino, lo cual se traduce en una perforación difícil y de costos muy superiores a los tradicionales.

2) En la columna 4 del cuadro aparecen los campos del área subsal del Istmo de Tehuantepec. La exploración 2001-2010 ha aportado numerosos indicios de que los cuerpos salinos se extienden en una superficie geográfica mucho más extensa que la de la tradicionalmente conocida como “Cuenca Salina del Istmo”, y los hallazgos recientes muestra que abarcan grandes extensiones de los estados de Tabasco y Chiapas, lo cual si ello fuera cierto, significaría que recientes descubrimientos como Tajón, Bricol, Terra, el reciente Pareto y algunos yacimientos nuevos como el campo Sen de Tabasco, también deberían incluirse en esta nueva área subsal. La mayoría de ellos ya se encuentran en producción. Esto explica lo que llamamos “la paradoja Tabasco”: aunque sus campos gigantes se encuentran en declive irreversible, la producción en la entidad se ha elevado y lo seguirá haciendo en los siguientes años.

3) De los nuevos yacimientos terrestres, 15% son resultado de “reentradas” a campos viejos; el caso más destacado es Sen de Nacajuca, donde los pozos Naranja, Pachira y Te-

ra fueron productores, al igual que Samaria Gaucho, Agave y otros; se trata de resultados de la sismica 3D.

4) Se ha descubierto crudo en cuencas de gas seco, si bien en volúmenes más bien simbólicos, sólo de relativa importancia en Vernet y Shishito en la cuenca Macuspana.

RESERVA DESCUBIERTA

El promedio por campo de reserva probada descubierta reportada a la Securities Exchange Commission (SEC), correspondiente a los nuevos campos marinos y terrestres, es de 14 millones de barriles. La reserva probada más probable es de 37 millones por campo y las reservas totales (que incluye también las posibles) es de 76 millones en cada campo. Los datos que corroboran lo anterior se presentan en el cuadro 7.

Cuadro 7. Reserva de crudo descubierta, en campos del Golfo en aguas someras y profundas y en las cuencas terrestres, 2001-2010

<i>Año</i>	<i>Nuevos campos aceiteros descubiertos</i>	<i>Reserva probada de crudo (millones de barriles)</i>	<i>Reserva probada más y probable de crudo (millones de barriles)</i>	<i>Probada más probable más posible de crudo (millones de barriles)</i>
2001	Ninguno	0	0	0
2002	3	44	108	144
2003	14	76	247	380

(Continúa)

Cuadro 7 (continuación)

<i>Año</i>	<i>Nuevos campos aceiteros descubiertos</i>	<i>Reserva probada de crudo (millones de barriles)</i>	<i>Reserva probada más y probable de crudo (millones de barriles)</i>	<i>Probada más probable más posible de crudo (millones de barriles)</i>
2004	10	121	219	544
2005	10	53	151	731
2006	7	66	158	341
<i>Suma del sexenio</i>	44	360	882	2 140
2007	7	130	469	708
2008	9	245	682	1 096
2009	15	276	618	1 008
2010	8	137	352	878
2011	7	116	302	1 011
Total	90	1 264	3 306	6 841

Fuente: elaborado con datos de Pemex Exploración y Producción.

UN INTENTO DE CLASIFICACIÓN DE LOS CAMPOS

Los promedios son útiles pero insuficientes; sin embargo, en un esfuerzo por superar imprecisiones para evaluar los resultados utilizaremos dos criterios:

1) Para una aproximación tosca de la producción que puede esperarse en los próximos años sólo usaremos las cifras de las reservas probadas más las probables. El geólogo francés Jean Laherrere ha criticado las reglas de la SEC, que se limitan a las probadas y ha defendido el empleo de las cifras de reservas probadas más probables “por ser más realistas”:

...para seguir la práctica de Estados Unidos, para mí una práctica muy pobre, y cumplir las normas de la SEC complaciendo a los banqueros, las reservas que se presentan son las probadas, dejando de lado las reservas probables, cuando en el resto del mundo se reportan las reservas probadas más las probables (Laherrere, 2001: 54).

En su estudio Laherrere afirma que, por lo menos para algunos casos, como el del Reino Unido, las cifras de reservas probadas, que las compañías reportan a la SEC, son “conservadoras”, en tanto que las cifras de la suma de probadas más probables son “más realistas”.¹⁴

Siguiendo este enfoque eliminamos todos los campos aceiteros reportados sólo con reservas “posibles” y consideramos únicamente 90 campos o nuevos yacimientos de crudo descubiertos en el Golfo de México y en el territorio nacional.¹⁵

¹⁴ Citamos ampliamente del original para permitir al lector conocer el planteamiento en el contexto del análisis del geólogo francés: examinando el caso del Reino Unido señala “As the offshore UK cumulative production at end of 1999 is 17.5 Gb, it means that remaining offshore reserves are proven 6.2 Gb and proven plus probable 9.6 Gb. The difference in remaining reserves is about 50% between the conservative proven and the more realistic proven plus probable, OGI reports 5.1 Gb for all UK”.

¹⁵ Este criterio también lo han defendido funcionarios de Pemex. El ingeniero Morales Gil explicó en el reporte sobre las reservas de hidrocarburos de México, en marzo de 2011: “Generalmente la práctica que se utiliza para hacer los pronósticos es la reserva que se conoce como 2P, o sea, la probada más probable” (versión estenográfica de la conferencia telefónica “Reservas de hidrocarburos 2011”, ofrecida por el director general de Pemex Exploración y Producción, Ing. Carlos Morales Gil” (www.pemex.com). Última consulta: 30 de marzo de 2011.

2) Para clasificarlos por su tamaño usaremos los mismos criterios empleados en Estados Unidos (Colitti, 1983: 174).

Se consideran campos “grandes” o importantes los que tienen más de 100 millones de barriles de reservas probadas más probables:

Clase A, los que tienen más de 50 millones de barriles;

Clase B, aquellos con reservas de 25 millones a menos de 50;

Clase C, de 10 a menos de 25 millones de barriles.

Clase D, de 1 a menos de 10 millones.

Clase E, menos de un millón de barriles.

Insistimos en que sólo atendemos los campos con reservas de aceite

Cuadro 8. Clasificación de los descubrimientos de 2002

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Grandes >100 MMB</i>	<i>Clase A >50 MMB</i>	<i>Clase B 25-50 MMB</i>	<i>Clase C 10-25 MMB</i>	<i>Clase D 1 -10 millones</i>
1. Misón	105				
2. Vernet					2
3. Saramanko					1

Fuente: elaborado con datos de Pemex Exploración y Producción.

Cuadro 9. Clasificación de los descubrimientos de 2003

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Grandes >100 MMB</i>	<i>Clase A >50 MMB</i>	<i>Clase B 25-50 MMB</i>	<i>Clase C 10-25 MMB</i>	<i>Clase D 1 -10 millones</i>
1. Pakal		88			
2. Shishito			34		
3. Amoca			32		
4. Lobina			28		

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Grandes >100 MMB</i>	<i>Clase A >50 MMB</i>	<i>Clase B 25-50 MMB</i>	<i>Clase c 10-25 MMB</i>	<i>Clase D 1 -10 millones</i>
5 Homol				21	
6. Teekit				11	
7. Chuhuc				9	
8. Guaricho				8	
9. Xaxamani				6	
10. Malva				5	
11. Nak					2
13. Nejo					1
14. Etkal					1
15. Gubicha					1

Fuente: elaborado con datos de Pemex Exploración y Producción.

Cuadro 10. Clasificación de los descubrimientos de 2004

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Grandes >100 MMB</i>	<i>Clase A >50 MMB</i>	<i>Clase B 25-50 MMB</i>	<i>Clase c 10-25 MMB</i>	<i>Clase D 1 -10 millones</i>
1. Tumut			39		
2. Pokoch			37		
3. Tizón			32		
4. Bagre B			32		
5. Wayil				25	
6. Baksha				16	
7. Pohp				21	
8. Itla				11	
9. Atún					6
10. Etkal 101					2

Fuente: elaborado con datos de Pemex Exploración y Producción.

Cuadro 11. Clasificación de los descubrimientos de 2005

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Grandes >100 MMB</i>	<i>Clase A >50 MMB</i>	<i>Clase B 25-50 MMB</i>	<i>Clase c 10-25 MMB</i>	<i>Clase D 1 -10 millones</i>
1. Kach		65			
2. Ichalkil			26		
3. Sikil				20	
4. Behelae				16	
5. Xanab				11	
6. Arenque					6
7. Agave					5
8. Kux					3
9. Tiumut					3
10. Mejillón					3

Fuente: elaborado con datos de Pemex Exploración y Producción.

Cuadro 12. Clasificación de los descubrimientos de 2006

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Grandes >100 MMB</i>	<i>Clase A >50 MMB</i>	<i>Clase B 25-50 MMB</i>	<i>Clase c 10-25 MMB</i>	<i>Clase D 1 -10 millones</i>
1. Onel		50			
2. Yaxché			42		
3. Kalí			35		
4. Nelash				15	
5. Homol					7
6. Cobra					5
7. Perdiz					4

Fuente: elaborado con datos de Pemex Exploración y Producción.

Cuadro 13. Clasificación de los descubrimientos de 2007

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Grandes >100 MMB</i>	<i>Clase A >50 MMB</i>	<i>Clase B 25-50 MMB</i>	<i>Clase c 10-25 MMB</i>	<i>Clase D 1-10 millones</i>
1. Maloob DL3	168				
2. Tajón 101	117				
3. Kuil		93			
4. Paché		59			
5. Xulum 101A				17	
6. Cráter				12	
7. Gaucho 301					1

Fuente: elaborado con datos de Pemex Exploración y Producción.

Cuadro 14. Clasificación de los descubrimientos de 2008

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Grandes >100 MMB</i>	<i>Clase A >50 MMB</i>	<i>Clase B 25-50 MMB</i>	<i>Clase c 10-25 MMB</i>	<i>Clase D 1-10 millones</i>
1. Pit DL1	276				
2. Ayatsil	184				
3. Tsimin		61			
4. Xanab DL1			42		
5. Teotleco			34		
6. Yaché DL1				25	
7. Kambesah				25	
8. Rabasa				16	
9. Tecoalli				15	

Fuente: elaborado con datos de Pemex Exploración y Producción.

Cuadro 15. Clasificación de los descubrimientos de 2009

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Grandes >100 MMB</i>	<i>Clase A >50 MMB</i>	<i>Clase B 25-50 MMB</i>	<i>Clase c 10-25 MMB</i>	<i>Clase D 1 -10 millones</i>
1. Kayab 1ADL	232				
2. Xux		88			
3. Bajlum		59			
4. Bacab 301			45		
5. Madrefil			43		
6. Tekel			33		
7. Terra			30		
8. Bricol			28		
9. Chapabil				16	
10. Flanco				12	
11. Tsimin				11	
12. Ichalkil 1DL					8
13. Teotleco 100					8
14. Tupilco					3
15. Cupaché					2

Fuente: elaborado con datos de Pemex Exploración y Producción.

Cuadro 16. Clasificación de los descubrimientos de 2010

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Grandes >100 MMB</i>	<i>Clase A >50 MMB</i>	<i>Clase B 25-50 MMB</i>	<i>Clase c 10-25 MMB</i>	<i>Clase D 1-10 millones</i>
1. Bricol 2DL	156				
2. Tsimin	102				
3. Utsil-1			47		
4. Sen/pozo Pachira-1				15	
5. Palapa 301				12	
6. Brillante				10	
7. Bellota/pozo Naguin-1				10	
8. Juspi					2

Fuente: elaborado con datos de Pemex Exploración y Producción.

Cuadro 17. Clasificación de los descubrimientos de 2011

<i>Nombre del pozo</i>	<i>Grandes >100 MMB</i>	<i>Clase A >50 MMB</i>	<i>Clase B 25-50 MMB</i>	<i>Clase c 10-25 MMB</i>	<i>Clase D 1-10 millones</i>
Sihil-5	111				
Hokchi-101		61			
Kinbe-1		60			
Pareto			44		
Xanab-101				14	
Gasífero					6.3
Tokal					5.7

Fuente: elaborado con datos de Pemex Exploración y Producción.

La exploración de la última década en tierra y aguas someras ha permitido el descubrimiento de un puñado de unos 10 nuevos campos aceiteros clasificados como “grandes” o “importantes” (más de 100 millones de barriles); en sus informes Pemex no incluye ninguno que alcance 500 millones de barriles de reservas probadas.

Aunque en la lista a continuación están presentados en orden por su potencial, atendiendo a las características de sus fluidos, constituyen tres grupos perfectamente diferenciados: 1) Tsmín y Xux, ubicados frente al puerto tabasqueño de Frontera, en Litoral Tabasco, pertenecen a la codiciada dotación de ligeros; 2) los tabasqueños terrestres, en que el más importante es Bricol, que incluso ya empezó a ser explotado, y finalmente, 3) el grupo de los extrapesados de Campeche Oriente, con grandes desafíos tecnológicos.

Encabeza la lista Ayatsil, que debe ser examinado en el conjunto de los extrapesados de Campeche Oriente.

Estos campos presentan dos nuevos problemas: 1) la profundidad de agua, el límite tecnológico de Pemex a la fecha son 100 metros, y 2) las condiciones inesperadas de densidad API y viscosidad; ya dijimos que por lo menos en un caso los nuevos crudos son de 6 grados API.

En un seminario en la UNAM el ingeniero Fernando Rodríguez de la Garza, de la gerencia de Proyectos de Explotación de la Región Marina Noreste, explicó:

Cuadro 18
El nuevo grupo de campos grandes o importantes.
Reservas y volúmenes originales de aceite, al 1 de enero de 2012
(Millones de barriles)

<i>Campo</i>	<i>Reserva probada</i>	<i>Reserva probada + probable</i>	<i>Probada + probable + posible</i>	<i>Original in situ</i>
Ayatsil	316	n.d.	579	3 200
Tsimín	355 (BPCE)	n.d.	n.d.	1 500
Pit	67	276	366	2 555
Maloob dl3	168	n.d.	n.d.	n.d.
Sihil-5	n.d.	111	n.d.	n.d.
Xux	110	199	199	850
Bricol	95 (BPCE)	n.d.	n.d.	279
Tajón	0	117	117	652
Kuil	9	94	115	460
Misión	42	104	104	?
Tson	0	0	149	1 084
Kayab	0	0	144	3 314
Pohp	n.d.	n.d.	94	1 266
Tekel	n.d.	n.d.	130	956
Kach	n.d.	n.d.	93	586

Fuente: Pemex report to SEC, diversas fechas. Algunas de las estimaciones de volúmenes originales *in situ* se tomaron de Pemex, "Mexico's Hydrocarbons Outlook. Pemex's strategic plans and implementation of the reform measures", México, 12 mayo de 2010.

El desarrollo y explotación de los campos de aceite extrapesado de Campeche Oriente impone nuevos retos tecnológicos a Pemex en aspectos de perforación, terminación y operación de pozos, así como en el procesamiento primario, manejo, transporte y comercialización de crudo. Pemex Exploración y Producción requiere asociarse con centros de investigación para desarrollar tecnologías requeridas para vencer tales retos. Se reconoce que existe un gran potencial en la UNAM para apoyar a PEP en tales retos ([Rodríguez de la Garza, 2010](#)).

El primer “grupo multidisciplinario” en Pemex, dedicado al diseño del “Plan Integral de Manejo de Crudos Pesados y Extrapesados”, empezó a laborar desde abril de 2008 y ha presentado diversos anteproyectos que desde luego omitiremos, para referirnos exclusivamente al más reciente, presentado en el World Heavy Oil Congress, en Alberta, Canadá, en marzo de 2011.

Para resolver los problemas de la ingeniería de perforación propone técnicas, no convencionales, como el diseño de pozos multilaterales, que son aquellos de los que, partiendo de un solo agujero perforado salen o se desprenden varias tuberías dirigidas a diferentes sectores del yacimiento (gráficamente se asemejan a una araña o a un pulpo), con el objetivo de llegar a todos los rincones del yacimiento ([Anguiano, 2011: 20-21](#)).

Hemos señalado que la viscosidad es una de las características más desafiantes, y a menudo se ha repetido que en la nueva etapa hemos entrado al petróleo difícil; aquí tenemos la oportunidad de explicarlo con un ejemplo: “viscosidad” significa resistencia al flujo, así que el crudo extra pesado no se mueve. Para estudiar el problema del flujo de

los extrapesados en Alberta, Canadá, desde hace décadas se han creado instituciones de investigación especializadas.

Para Campeche Oriente Pemex está estudiando el empleo de diversos recursos combinados: 1) el bombeo electrocentrífugo dual, instalando las bombas en el fondo del pozo; el llamado BEC dual permitiría dar continuidad a la producción, aun en el caso de fallas de alguna bomba,¹⁶ 2) el calentamiento en el fondo del pozo mediante distintos recursos térmicos y, 3) métodos químicos usando solventes. El objetivo es elevar el factor de recuperación.

Para facilitar la comercialización se acudiría a mezclas con crudos ligeros en unidades flotantes de embarque, almacenamiento, mezclado y exportación como la que existe en Ku Zaap Maloob (KZM), llamadas FPSO, por sus siglas en inglés.

El proyecto consiste en cuatro fases y comprendería 14 campos. El cuadro 16 indica los nombres de los campos, los grados API, la producción en las pruebas y las profundidades de agua.

El ahora llamado complejo Ayatsil Tekel arrancarían en fechas distintas: Ayatsil en 2014 y alcanzaría un pico de producción de 100 000 barriles diarios de aceite en 2019; Tekel iniciaría operaciones en 2016 y permitiría al complejo lograr 120 000 barriles diarios alrededor del 2020. Después de 15 años de desarrollo, esto es, para el 2031, se habrían recuperado 400 millones de barriles de extrapesados, con un factor de recuperación de 12 por ciento.

¹⁶ Desde 1997 Pemex ha ensayado exitosamente el empleo de bombas; en ese año ese sistema, llamado de "producción artificial", permitió un incremento de 30% en la producción del campo "Ku".

Cuadro 19. Proyecto de explotación de extrapesados de Campeche Oriente. Fases 1 y 2

<i>Campo</i>	<i>Tirante de agua</i>	<i>Grados API</i>	<i>Pruebas de producción (barriles diarios)</i>
1. Extensiones de Maloob		13.7	7 000
2. Ayatsil	121	10.5	3 713
3. Tekel	125	11	6 206
4. Baksha	160	9.6	2 018
5. Pit	125	9.6	8 078
6. Tunich	196	n.d.	n.d.
7. Utsil	128	n.d.	n.d.

Fuente: elaborado con datos de Anguiano (2011: 10-11).

Cuadro 20. Proyecto de explotación de extrapesados de Campeche Oriente. Fases 3 y 4

<i>Campo</i>	<i>Tirante de agua (metros)</i>	<i>Grados API</i>	<i>Pruebas de producción (barriles diarios)</i>
Tson	100	8.0	3 192
Pohp	n.d.	8.5	1 709
Kayab	154	8.1	2 300
Kanche	477	6.0	<100
Nab	681	8.8	2 000
Numan	175	9.2	518
Yaxiltum	156	9.0	2 953

Fuente: elaborado con datos de Anguiano (2011: 10-11).

Las fases 3 y 4 que presentamos parcialmente en el cuadro 20, contienen dos aspectos que debemos subrayar:

1) La inclusión de Nab y Kanché significa que el diseño incorpora pozos profundos y también someros.

2) El diseño incorpora pozos como Kanché y Yaxiltón, que no figuraban entre los reportes de Pemex de pozos descubridores.

3) Aunque no aparecen en el cuadro, debemos señalar que la documentación también incluye a Tunich y Zazil Ha; el primero es un pozo productor descubierto en 1978 y que ha permanecido virgen por 30 años. Se perforó en un tirante de más de 130 metros, por lo que fue un campo aislado cuya explotación no era rentable en el momento de su perforación.

Ahora Pemex ha perforado otro más, llamado Tunich-101, en 196 metros de profundidad de agua, por lo que ambos pueden ser desarrollados como parte de un nuevo complejo de campos de pesados, en tirantes profundos.

A la fecha Petróleos Mexicanos no tiene en explotación un solo campo petrolero en más de 100 metros de profundidad de agua. Es el límite tecnológico de la explotación marina en México.

En la misma situación de Tunich estuvo el campo Zazil Ha, que fue descubierto en los últimos meses del sexenio de López Portillo, en 1982.

Todo lo anterior significa que, a medida que el proyecto avance, estas reservas, que hoy las tenemos clasificadas como “posibles”, las podemos ver convertidas en reservas probadas.

Enfocando por el tamaño de los nuevos yacimientos el balance de la exploración en la última década muestra que México ha entrado a una nueva situación, pues perdió su papel entre los grandes países petroleros. En el periodo la geología sólo pudo ofrecer 10% de yacimientos “importantes”.

Considerando los 90 yacimientos descubiertos con reservas probadas y probables salta a la vista que más de la mitad, 60%, son clase “c” y “d”, con reservas menores a 25 millones de barriles, lo que de alguna manera siempre ha sido así. La mayor parte de los descubrimientos son pequeños y el dato clave es que no se han localizado campos gigantes y sin un paquete de ellos ningún país puede mantenerse entre los grandes exportadores. Hace 30 años que se descubrieron los últimos campos de ese tamaño en este país. Se creía que Sihil, en el complejo Cantarell, descubierta en 1999, era de esta categoría, pero aunque su volumen original *in situ* asciende a un 1 300 000 barriles, su condición de gigante sólo se podrá comprobar en el futuro.

Pueden desecharse las esperanzas de encontrar nuevos gigantes en tierra y en aguas someras. Es razonable considerar que Pemex ha elegido perforar en las áreas más prospectivas o las estructuras más prometedoras. Así, el último reducto en el que se mantienen expectativas de descubrir nuevos gigantes es en la zona fronteriza del Golfo de México profundo. La geología mexicana está mostrando claros signos de agotamiento. Las cifras se han compulsado con los informes a la SEC, pero puede haber una cierta subestimación en las cifras de las probadas, como lo señala Lahe-

rrere, aunque no debe olvidarse que los campos más grandes, los más fáciles de detectar, ya fueron descubiertos.

No tenemos duda para asentar, como una de nuestras conclusiones, que el pico de descubrimientos quedó en el pasado.

En consecuencia parece ineludible concluir que los resultados de 10 años de exploración muestran que las expectativas difundidas durante los gobiernos de Fox y Calderón fueron muy elevadas, pero ello sólo se pudo comprobar hasta que se realizaron las inversiones y perforaciones en la década que hemos reseñado.

En las cuencas del Sureste se evaluaron casi 20 000 millones de barriles de crudo equivalente como “recursos prospectivos”. Los resultados de la exploración en los últimos 10 años no permiten sostener esas expectativas.

En la Región Norte, especialmente los proyectos marinos de las aguas someras frente a las costas del norte de Veracruz y sur de Tamaulipas (Arenque, Lobina, Atún, Bagre, Carpa y Mejillón), deberían estar produciendo 176 000 barriles diarios, en este año y desde 2011. Como se sabe, toda la Región Norte apenas acaba de superar los 100 000 barriles diarios.

No consideramos contradictorio afirmar al mismo tiempo que, si bien el petróleo se está acabando, la geología de México todavía puede ofrecer varias decenas de millones de barriles de crudos no convencionales y varios millones de barriles de crudos ligeros y superligeros.

El desarrollo de los extrapesados es un proyecto estratégico, ya que puede incrementar las reservas probadas en el medio plazo y podría estar contribuyendo a la oferta en el próximo sexenio y en la década 2020.

La importancia de algunos desarrollos y descubrimientos se observa en la elevación de la producción en la Región Sur. Desde 2009 el ingeniero José Serrano Lozano, entonces subdirector regional, anunció que ésta había logrado revertir su caída.

Más adelante ahondaremos en este fenómeno, que hemos llamado “la paradoja tabasqueña”. Los aumentos más importantes de la nueva producción aceitera de este país, además de KZM, son los incrementos de Litoral Tabasco, que sólo en este sexenio pasaron de alrededor de 150 000 a 250 000 barriles.

Pemex ha podido revertir la caída de la producción en la Región Sur porque cuando es posible técnicamente y hay infraestructura los nuevos descubrimientos empiezan a producir en cuanto se descubren. El campo Bricol, para finales de 2010 ya tenía cuatro pozos de desarrollo perforados y otros siete programados; este mismo campo y el de Bajlum desde 2009 contribuyen con más de 14 000 barriles de aceite y ocho millones de pies cúbicos diarios de gas. De alguna forma se repite la misma explotación depredadora que arruinó los campos descubiertos en Tabasco y Chiapas en los años setenta.

Otros campos recientemente descubiertos, que también han iniciado su producción, son algunos subsalinos como Teotleco, Cráter, Terra y Nelash, en Agua Dulce, Veracruz.

Los nuevos yacimientos en Tizón también ya están en producción con ocho pozos de desarrollo. En general el área del viejo Cretácico pasó de 190 000 a 220 000 barriles de 2006 a 2010. Los campos del Istmo casi duplicaron su producción al pasar de 40 000 a 70 000 barriles. Macuspa-

na, que es gasera, pasó de 6 000 a 20 000 barriles de crudo. Aunque todos son volúmenes modestos, sumados, sin embargo, contribuyen a los aumentos de la oferta.

En escala nacional, los nuevos campos en producción pasaron de 301 en 2001, a 405 en 2010; esto es, más de 100 nuevos campos han entrado en operación en la última década. También puede decirse que, en esta última década, cada año iniciaron su producción 10 nuevos campos.¹⁷ Sin embargo, este sistema de apresurar la producción reuniendo los aportes de los pequeños campos no es sostenible y la euforia sólo podrá ser de corto plazo.

¹⁷ Pemex, *Anuario estadístico 2011*, México, p. 16

3. SITUACIÓN DE LOS CAMPOS GIGANTES Y PRINCIPALES PROYECTOS DEL PLAN DE NEGOCIOS

El factor de recuperación es un indicador de la eficiencia de los métodos de explotación, ya que mide la proporción del crudo que se ha extraído, en una fecha determinada, respecto al volumen original estimado *in situ*. Puede aplicarse para un campo, una región o un país.

Según el estudio de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), el factor de recuperación en Noruega es de 45%; en Estados Unidos, de 39% y en México de 13.2 por ciento.¹⁸

La cifra sobre México quiere decir que 87.8% de los hidrocarburos que se estima que se han descubierto en este país aún permanecen bajo la tierra. De este dato surge la inferencia de que si se aplican nuevas tecnologías puede intentarse extraer nuevos volúmenes y para ello sólo se requeriría contar con nuevas inversiones. Examinaremos algunos resultados concretos en México.

¹⁸ El estudio de la CNH sobre los factores de recuperación en México es una importante contribución al conocimiento de la industria petrolera de México; desde luego tenemos algunas discrepancias con sus estimaciones que quizá se expliquen porque la CNH considera "producción acumulada" la suma del crudo y gas, expresándolo como "barriles de crudo equivalente", lo que implicaría considerar como "producción de gas" volúmenes que, en realidad, se quemaron o "ventearon". Nosotros consideramos que los factores de recuperación de aceite deben estimarse separados de los del gas.

El primer Plan de Negocios, formulado durante la administración del ingeniero Muñoz Leos, incluyó varios proyectos de optimización. Comenzaremos con los aplicados en los complejos Antonio J. Bermúdez y Jujo-Tecominoacán, que actualmente comprenden 11 campos (véase el cuadro 21 que incluye cuatro campos gigantes: Samaria, Cunduacán, Jujo y Tecominoacán).

Cuadro 21. AJB y Jujo-Teco, los dos proyectos más importantes del Sureste

<i>Campo</i>	<i>Volumen original in situ (millones de barriles)</i>	<i>Volumen de crudo producido al 31 dic 2009 (millones barriles)</i>	<i>Factor de recuperación. Estimación del autor (%)</i>	<i>Factor de recuperación. Estimación de la CNH (%)</i>
Complejo AJB				
1. Samaria	4 683			30.5
2. Cunduacán	3 111			19-9
3. Iride	1 814			12.0
4. Oxiacaque	1 443			24.3
5. Platanal	59			7.5
Total AJB	11 110	2 800	25	
Proyecto Jujo-Teco				
6. Jujo	4 897			29.0
7. Tecominoacán	4 098			29.0
8. Jacinto	144			n.d.
9. Paredón	600			27.2
10. Tepeyil	25			n.d.
11. Fénix	104			n.d.

<i>Campo</i>	<i>Volumen original in situ (millones de barriles)</i>	<i>Volumen de crudo producido al 31 dic 2009 (millones barriles)</i>	<i>Factor de recuperación. Estimación del autor (%)</i>	<i>Factor de recuperación. Estimación de la CNH (%)</i>
Total Proyecto				
Jujo-Teco	9 868	1 400	14	

Fuente: Pemex to SEC y CNH, 2009-2010.

EL FRACASO DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO

Se esperaba que la inyección de nitrógeno para elevar la presión interna de los yacimientos, nuevas perforaciones adicionales para extraer las producciones incrementales y otras acciones, como el empleo de sistemas artificiales de producción, conseguirían aumentos sostenidos de la producción.

Había mucha seguridad de que en el complejo Bermúdez se elevaría la producción a más de 200 000 barriles diarios, como lo repitieron los ingenieros Morales Gil y José Luis Fong Aguilar, cuando dirigieron la Región Sur.

Pero el gobierno de Fox siempre regateó la asignación de recursos.

José Luis Fong Aguilar, sin duda presionando para la asignación de fondos, anunció en 2004 que se lograrían 215 000 barriles diarios a los dos años de la implementación. Morales Gil explicó en su disertación de ingreso a la Academia de Ingeniería que se lograría elevar la producción a 240 000 barriles diarios, en el quinto año del proyecto.

La construcción de la planta de nitrógeno se retrasó, por lo que su operación arrancó hasta finales de 2006, pero con

un resultado verdaderamente sorprendente: la predicción no sólo declinó, sino que incluso se aceleró pues, en 2006, antes de la aplicación del gas AJB producía más de 142 000 barriles diarios, pero en 2010 obtuvo 77 000 barriles diarios; en cuatro años perdió casi 50 por ciento.¹⁹ Pemex no ha publicado los datos de 2011.

Hay dos hipótesis para explicar este fracaso; la primera es que la prisa por elevar las exportaciones en los años setenta dañaron irreparablemente estos yacimientos desde sus etapas iniciales. La segunda es que el nitrógeno era pertinente cuando lo proponía el ingeniero Morales Gil, en 1998, pero casi una década después era demasiado tarde. Los campos ya se encontraban en una fase terminal, lo que no implica su agotamiento total. Si la tasa de declinación de los últimos cinco años se mantiene, para el año 2015 el conjunto de campos del AJB estarán produciendo alrededor de 50 000 barriles diarios.

Pemex afirma en sus reportes a la Securities and Exchange Commission (SEC), que en el complejo Bermúdez aún hay 1 000 millones de barriles como reserva probada, pero unas sencillas operaciones aritméticas muestran que no podrá extraerlas de 2010 al año 2022, fecha en que culmina el contrato de inyección de nitrógeno firmado con la texana Praxair, porque ello implica que tendría que producir más de 200 000 barriles diarios para acumular 80-90 millones anuales, que sumados resultarían en los 1 000 millones en 12 años.

¹⁹ Todas las cifras de producción se tomaron de los informes de Pemex a la SEC ([Pemex, reporte a SEC, 2009: 41](#)). Los datos de 2010 se tomaron del Sistema de Información Energética de la Sener.

Cuadro 22
El complejo Bermúdez: proyecciones del Plan de Negocios
y comportamiento real
(Miles de barriles diarios)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Plan de Negocios	152	157	158	162	178	194	206		
(versión Muñoz Leos)	152	157	158	162	178	194	206		
Fong Aguilar	161	165	160	192	215				
Comportamiento real		146	140	148	141	128	109	88.8	76.9

Fuente: Plan de Negocios de Muñoz Leos en PEP (2003); Fong Aguilar (2005), comportamiento real en Pemex, *Anuario estadístico* y Pemex, reportes a la SEC.

BERMÚDEZ Y JUJO-TECO: CURVAS ASINTÓTICAS

De tal manera puede plantearse la hipótesis de que para los próximos años tendremos una larga agonía del complejo Antonio J. Bermúdez, con cada vez más disminuidas producciones, prolongándose más allá de los años veinte, acaso llegar hasta la década de los treinta hasta agotar los casi 1 500 millones de reservas probadas, más otro volumen de probables.

Un drama similar ocurrirá en Jujo-Tecominoacán: la inyección de nitrógeno y otras medidas no han logrado atenuar la caída, menos un repunte de la producción. Durante el gobierno de Calderón incluso se ha ampliado el proyecto para incluir a los campos pequeños, Jacinto, Paredón, Tepeyil y Fénix, que aparecen en el cuadro 21.

En 2005 Pemex contrató con Tecnología en Nitrógeno, S. de R.L. de C.V, la inyección de 70 millones de pies cúbicos

cos de nitrógeno, pero no se obtuvieron incrementos en la producción; por ello en noviembre de 2007 se contrató con la misma empresa ampliaciones a la planta y el aumento de la inyección de nitrógeno a 90 millones de pies cúbicos diarios. Asimismo, se han perforado, sólo en este sexenio, casi 100 nuevos pozos, pero la producción, en lugar de mejorar ha caído más de 20%. En el cuadro 23 puede verse que se encontraba en 85 000 barriles diarios en 2006, antes de la inyección de nitrógeno, y que ha disminuido a 47 800 barriles por día en 2010.

Tanto en el complejo Bermúdez como en Jujo-Teco, cuanto más nitrógeno se inyecta más se acelera la declinación.

Cuadro 23
Jujo-Teco: proyecciones del Plan de Negocios y comportamiento real
(Miles de barriles diarios)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Plan de Negocios (versión Muñoz Leos)	78	84	102	113	117	127	131		
Comportamiento real	83	74	64	72	85	74	72	67	48

Fuente: Plan de Negocios de Muñoz Leos en PEP (2003); Fong Aguilar (2005), comportamiento real en Pemex, *Anuario estadístico* y Pemex, reportes a la SEC.

LA ÚNICA SALIDA: “CERRAR LOS POZOS”

A lo largo de varios meses realizamos entrevistas a ingenieros y trabajadores que coincidieron en que todos los pozos y campos de las cuencas del Sureste comparten problemas, el principal de los cuales es la invasión de agua en

los yacimientos; otros sufren súbitas caídas de presión o formación de asfaltenos en las tuberías (acumulaciones de grasa que las taponan y obstruyen el flujo).

Los ingenieros explicaron que en toda la cadena de estructuras que se extiende desde Pichucalco, en Chiapas, hasta la Sonda de Campeche están atrapados aceite y gas, pero también ingentes volúmenes de agua que, por ser más pesada, se desplaza a la parte inferior del yacimiento. Conforme la extracción comienza ocurren desplazamientos y el agua ocupa los vacíos, esto es, se produce una invasión del propio yacimiento que los ingenieros de producción llaman “reducción de la columna del crudo”, cuyo avance puede llegar a afectar los intervalos o estratos productores, en los que se “terminan” los pozos y la invasión de agua puede llegar al extremo de que ya solamente se pueda sacar ésta o de que el gas escape de manera tal que impida la salida del crudo. Este fenómeno es descrito como desplazamiento de los contactos entre el gas y el aceite y se expresa en la elevación de la relación gas-aceite.

La vigilancia del avance de los contactos aceite-agua y aceite-gas, el manejo de los *softwares* con modelos de simulación numérica para formular distintas proyecciones y las acciones para corregir los problemas son estudiados en las escuelas de ingeniería petrolera.

¿Cuál es el problema entonces? El problema consiste en los correctivos o medidas de optimización y, sobre todo, la oportunidad con que se adoptan. Puede ocurrir que las técnicas usadas hayan sido las adecuadas, pero se aplicaron tarde. En una empresa como Pemex, secularmente sometida a restricciones financieras, puede recibirse, incluso, una respuesta muy trágica: ante los problemas descritos no se

puede hacer nada, porque no se autoriza a Pemex disponer del presupuesto requerido. Como en un hospital donde los médicos carecen de los medicamentos necesarios, la única salida que tienen los ingenieros en los campos es cerrar los pozos invadidos y dejar al resto languideciendo con su producción declinante.

En marzo de 1982 llegó a las oficinas de Pemex un reporte sobre los campos de Huimanguillo, en el que los ingenieros en campo advertían a los altos directivos, entonces en la Ciudad de México, que el campo Agave estaba en problemas y que su producción empezaba a declinar. Descendería de su nivel, en ese momento de 56 000 barriles diarios a 34 000 en sólo dos años, el problema se debía a las caídas de la presión. El estudio, enfatizaba que, sin embargo, “la capacidad productiva se mantiene” e informaban a los jefes en la capital que:

[estaban] realizando estudios de laboratorio sobre recirculación de fluidos gaseosos al yacimiento, sea nitrógeno, gas de combustión o mezclas con el objeto de revaporizar los ingentes volúmenes de líquidos que ya se están quedando en el yacimiento.²⁰

Esos “ingentes volúmenes” de condensados o aceite “se están quedando en el yacimiento”, pero Pemex no podía hacer nada. Exactamente en esos días el ingeniero Díaz Serrano, director de Pemex, era destituido; los precios

²⁰ Los entrecomillados fueron tomados de Pemex, Gerencia de Explotación de Yacimientos, *La explotación de Huimanguillo. Evolución, actualidad y perspectivas*, México, IMP, División Editorial, 1982, p. 24.

del crudo se desplomaban, algunos países cancelaron las compras a México, el país se quedó sin dinero, en agosto el gobierno carecía de liquidez hasta para la nómina y no se podía más que seguir sacando el crudo para pagar intereses de la deuda.²¹

¿Qué hicieron con Agave? Se le preguntó a uno de los ingenieros: “Tuvimos que cerrar los pozos”, fue su respuesta. Pero cerrar un pozo “no es cerrar la llave y luego abrirla; una vez que se deja de extraer petróleo (y agua) de algunos pozos, es casi imposible ponerlos a trabajar nuevamente ...”, agregó otro ingeniero.

Pero el problema de Pemex es que no se trata de una anécdota, ni de algo que sucedió en el pasado. Lo mismo sigue ocurriendo. Apenas en 2009 Pemex seguía reportando que, ante los problemas de invasión de agua, en el complejo Bermúdez, no tenía más salida que “cerrar los pozos”.²²

El avance de los contactos agua-aceite no es un problema insoluble, es de inversiones oportunas.

Primero, la invasión de los yacimientos puede resolverse con una serie de medidas, entre ellas, obturar, es decir,

²¹ La crisis sorprendió a Pemex sin siquiera con tanques para almacenar el crudo que numerosas empresas estadounidenses o francesas se negaban a adquirir y nuestro país tuvo que rentar instalaciones de almacenamiento en la isla Curacao, un gran centro refinero frente a Venezuela.

²² En junio de 2009 Pemex envió a las comisiones de energía de las cámaras de Diputados y Senadores, el “Informe de avance del programa para incrementar la eficiencia operativa en Petróleos Mexicanos”, explicando por qué no se cumplieron las metas de producción. Informan que está cerrando los pozos invadidos con agua: “Aunado a esto, en el Proyecto Integral ‘Antonio J. Bermúdez’ se ha tenido una menor producción *debido al cierre de pozos ocasionado por el incremento del flujo fraccional de agua*” (cursivas nuestras).

clausurar los intervalos invadidos y subir la tubería e iniciar la producción en otros estratos más arriba de la estructura que, desde luego, aún no se encuentren afectados por la invasión. A estas operaciones se les llaman “reparaciones mayores”, aunque ahora hay cambios en la tecnología y se les denomina *workovers*, sin traducción literal.

Segundo, ante la información del avance de los contactos agua-aceite, antes de tener problemas de agua en los pozos, se deben construir plantas de deshidratación cuya función es recibir la mezcla que se extrae y separar el agua del aceite.

Tercero, habría que perforar pozos horizontales, que por su geometría pueden desplazarse por los estratos que aún no están invadidos y ampliar el área de drene. En búsqueda de mayor recuperación, los pozos horizontales también pueden ser multilaterales, es decir, con varios ramales hacia arriba, abajo, derecha o izquierda buscando, por así decirlo, los rincones en que se alojan los hidrocarburos. Veremos más adelante que este tipo de pozos se plantearon para Cantarell.

Sobre los recursos tecnológicos disponibles para resolver el problema de la invasión de agua a los pozos, el ingeniero Francisco Garaicochea, presidente del Grupo de Ingenieros Petroleros Constitución del 17 nos informó del caso del campo Lago Encantado, en Canadá ([Backmeyer, 1984](#)), donde construyeron plantas de licuefacción para inyectar mezclas de propano y etano líquidos al yacimiento, con lo que se logró bajar el contacto agua-aceite 22.6 metros y alcanzar un factor de recuperación excepcional, de más de 90 por ciento.

Pero en México la realidad ha sido la de una explotación salvaje que destruye los recursos naturales.

En el cuadro 24 aparece una pequeña lista de pozos invadidos por agua, la mayor parte de ellos del Complejo Bermúdez. Se trata de pozos a los que se realizó una de las operaciones que se describieron: obturar la sección invadida para elevar la tubería e intentar producir en un estrato más arriba de la estructura. Puede verse que la SHCP no autorizó la inversión hasta 2007, cuando la invasión ya era tan grave que en algunos pozos ésta era de más de 90%, como Sitio Grande 1001 y Río Nuevo 1062. De los 21 casos presentados, en más de la mitad la invasión era ya mayor a 50%, es decir, se trataba de pozos en los que Pemex “producía” 50% de crudo y 50% de agua.

El cuadro muestra también otro aspecto muy importante del problema: en algunos casos la intervención fracasó e incluso aparece una operación que resultó contraproducente: en el Cunduacán 10 A, después de obturado el estrato afectado, la invasión de agua se incrementó. Como hemos dicho, en el subsuelo ocurren fenómenos físicos que no se pueden controlar desde la superficie. Aquí hay una conclusión importante que adelantaremos: ninguna medida en la industria petrolera puede ofrecer garantías al 100% porque se trabaja con fenómenos que en gran parte no se pueden observar, medir y menos controlar desde la superficie.

Desde luego todo esto debe matizarse, se puede, pero no en todos los casos; la posibilidad existe pero no es un recetario infalible, la tecnología no es magia.

Cuadro 24
Campos de Chiapas y Tabasco invadidos por agua antes y después
de las intervenciones para sellar los intervalos afectados

<i>Pozo</i>	<i>Porcentaje de agua en el pozo antes de la intervención</i>	<i>Porcentaje de agua después de sellar el intervalo invadido</i>
Samaria 75	53	1
Samaria 81	55	2
Samaria-1 107	49	2
Samaria-3 129	59	2
Samaria 1 075	68	46
Samaria 1 075	46	33
Samaria-1075	37	6
Samaria-1 076	48	8
Samaria-97	74	42
Samaria-97	42	10
Iride 158 A	49	10
Iride 1 025	50	3
Cunduacán 10 A	48	51
Cunduacán 10 A	51	42
Secadero 1	89	45
Muspac 42 D	86	33
Sitio Grande 1 001	93	93
Carmito 25	88	88
Río Nuevo 1 062	94	93
Río Nuevo 1 051	80	69
Agave 1 001	84	84

Fuente: documento interno del Activo Samaria-Luna.

¿Cuál es el diagnóstico? ¿El problema es que la Secretaría de Hacienda le negó recursos a Pemex?

En la situación actual, ¿si se concesionan estos campos a compañías privadas lograrán levantar estos gigantes enfermos?

LOS DOS GRANDES PROYECTOS DE LA SONDA DE CAMPECHE

Tenemos que Cantarell alcanzó el pico de producción en 2004 con 2 200 000 barriles. Todas las proyecciones oficiales esperaban un descenso menos precipitado; todos los funcionarios que comparecieron ante las comisiones de energéticos de las cámaras aseguraron que podrían “administrar la declinación”, lo que permitiría a Cantarell estar produciendo alrededor de un millón de barriles en 2010.

Pemex envió a la Securities Exchange Commission un reporte asegurando que las reservas probadas de Cantarell, al 31 de diciembre de 2006, ascendían a 4 200 millones de barriles de aceite.

A mediados de 2008 los fenómenos que hemos descrito de inundación por el agua y los desplazamientos del gas, en el caso contaminado por el nitrógeno, irrumpieron violentamente ¿Qué podían hacer los ingenieros en alta mar a cargo de los campos? Ellos no deciden si se construyen o no las plantas de deshidratación que, como ya dijimos, hubieran permitido recibir en superficie, manejar y separar el agua del aceite. Otra vez, igual que en los campos de Chiapas y Tabasco, lo único que podían hacer era... ¡cerrar

los pozos!²³ Hoy de cada tres pozos en Cantarell, uno está cerrado. Al 31 de diciembre de 2010, sólo estaban activos 188 pozos de un total de 496 perforados.

En octubre de 2009 Adrián Lajous publicó un artículo que muchos esperábamos que provocaría un enorme debate. Si nuestra lectura fue correcta, Lajous adelantó la hipótesis de que, otra vez, la carrera por incrementar las exportaciones, sacrificando tasas más altas de recuperación en el largo plazo, pudo ser lo que provocó que los delicados equilibrios se rompieran y reventaran a Cantarell.

Escribió Lajous:

La producción de Cantarell [...] inició su declinación en enero de 2004, no se logró mantener el ritmo de extracción en torno a una plataforma estable por un periodo razonable, como se había previsto en los ejercicios de planeación del proyecto. Uno de los posibles factores contribuyentes pudo ser la decisión de aumentar la producción a 2.2 millones de barriles diarios en lugar de dejarla en 2 millones, que fue la meta original. A partir de octubre se superó esta última cifra [...] manteniéndose durante 34 meses por arriba de dicha cota. Es difícil precisar si este vo-

²³ Para 2008 la única planta deshidratadora concluida operaba en el campo Nohoch, con una capacidad insuficiente. A comienzos de 2009, el doctor Reyes Heróles, todavía al frente de Pemex, compareció ante la Comisión de Energía del Senado de la República, explicó que lo ocurrido en Cantarell era un “fenómeno natural de envejecimiento” y anunció que ya se habían perforado siete pozos horizontales (Reyes Heróles, 2009: 6, 7), pero no dijo una palabra de que otras inversiones fundamentales para separar el nitrógeno del gas natural habían sufrido retrasos seguramente por regateos con la SHCP. Más tarde se publicó que “la planta eliminadora de nitrógeno sufrió retrasos en la licitación, construcción y puesta en marcha; originalmente prevista para diciembre de 2006 fue inaugurada hasta marzo de 2008 y con una capacidad insuficiente” (Lajous, 2009: 4).

lumen adicional fue la causa efectiva del perfil de producción descrito, de su abrupta caída o de una menor recuperación final de petróleo. Los modelos de simulación y otras herramientas analíticas que Pemex tiene podrían arrojar luz sobre estas cuestiones. De lo que no hay duda es que el cuerpo directivo de esta empresa no logró resistir las presiones políticas para batir records y alcanzar una meta de producción total de petróleo crudo de más de 3.5 millones de barriles diarios (Lajous, 2009: 3).

Entre otros resultados, en Cantarell se perdieron reservas probadas por más de 700 millones de barriles. Anotamos que Pemex reportó para ese yacimiento 4 200 millones de barriles en el año 2006, para 2009 sólo registra 2 400 millones, cuando en el lapso sólo ha producido 1 100 millones; la diferencia de 700 millones es la estimación oficial del daño sufrido por la invasión de agua.

Por otro lado, Cantarell se agrega a la lista de los grandes yacimientos mexicanos en los que la mayor parte de los recursos se quedaron en el subsuelo, pues su factor de recuperación es de menos de 40%, uno de los más bajos, si no es que el más pequeño de los campos de su tipo en el mundo.²⁴ La producción acumulada del conjunto de campos del pro-

²⁴ El factor de recuperación o factor de eficiencia no es, como todos los parámetros en la industria petrolera, una fórmula rígida pues influyen el tipo y la densidad de los hidrocarburos; los campos de gas tienen las tasas más elevadas; los de crudos ligeros también permiten tasas más altas. En cambio, cuanto más viscosos y pesados, menor es la tasa de recuperación; también cuenta la dimensión de los yacimientos; los campos grandes tienen factores de recuperación más elevados que los pequeños y dispersos, como en Chicontepec, donde las propias características geológicas determinan que se esperen factores de recuperación muy abatidos. Para una amplia explicación véase el estudio de la CNH (2010).

yecto, al 31 de diciembre de 2010, ascendía a 13 500 millones de barriles de aceite. El cuadro 25 ofrece todos los datos.

Cuadro 25
Factor de recuperación de los campos del proyecto Cantarell

Campo	Volumen original in situ (millones de barriles)	Volumen de crudo producido al 31 dic., 2010 (millones de barriles)	Factor de recuperación	
			Estimación del autor (%)	Estimación de la CNH (%)
Proyecto Cantarell				
1. Akal	32 086			39.9
2. Nohoch	2 011			32.8
3. Kutz	637			16.1
4. Sihil	309			9.1
5. Chac	285			29.7
6. Ixtoc	143			2.3
7. Takin	35			2.1
Total Cantarell	35 507	13 500	38.02	

Fuente: elaborado con datos de Pemex, reporte a la SEC, 2010 y CNH, 2010.

EL PICO DE PRODUCCIÓN DE KU ZAAP MALOOB

En 2009, durante la dirección de Reyes Heróles en Pemex, se presentó a la Comisión de Energía del Senado una proyección oficial de la curva de producción esperada de Ku Zaap Maloob (KZM). Se estableció una producción máxima de 839 000 barriles diarios en 2011 para inmediatamente iniciar un suave descenso, que le permitiría mantenerse durante todo el próximo sexenio 2013-2018, con una pro-

ducción arriba de 500 000 barriles diarios. En otras palabras, estaba prometiendo que se intentaría establecer una plataforma estabilizada por lo menos de seis años. Como se sabe, la actual dirección de Pemex no pudo resistir la impaciencia por elevar la producción y rompió la meta fijada; al mismo tiempo presentó una nueva proyección en la que amenaza con extraer de KZM más de 800 000 barriles diarios, también durante los próximos seis años. El cuadro 26 muestra ambas proyecciones.

Más allá de que las pretensiones de Suárez Coppel son improbables, aún incorporando los nuevos descubrimientos en Ku y en Maloob que mostramos en el cuadro 5, la superexplotación de ese complejo podría ponerlo en riesgo de un colapso similar al de Cantarell.

El nuevo gobierno de 2012-2018 tendrá que enfrentar el reto de modificar la política de explotación de KZM, pues, en el escenario más pesimista, la combinación de diversos factores negativos, entre ellos el derrumbe de KZM, puede provocar la pérdida de excedentes para la exportación para finales de ese mismo sexenio.

El cuadro 27 presenta los datos de este complejo. Especialmente llamamos la atención sobre Zaap y Maloob, que coloquialmente podríamos decir que son muy jóvenes. Si por lo menos se lograra mantener en ellos un factor de recuperación de 23%, que no es una aspiración exagerada, podría lograrse, independientemente de la fecha del pico, una recuperación de poco más de 2 000 millones de barriles al 2018, como lo planteó Pemex al Senado.

Cuadro 26
La más reciente proyección del comportamiento de KZM a 2018
(Miles de barriles diarios)

<i>Año</i>	<i>Proyección de Reyes Heróles</i>	<i>Proyección de Suárez Coppel</i>
2009	790	—
2010	789	—
2011	839	—
2012	770	847
2013	730	834
2014	690	850
2015	652	855
2016	602	846
2017	548	840
2018	492	751
Promedio b.d. 2012-2018	641	832

Fuente: Reyes Heróles (2009: 3); Suárez Coppel en: <http://www.cnexpan-sion.com/economia/2012/02/29/>

Cuadro 27
Factor de recuperación de los campos del proyecto KZM

<i>Campo</i>	<i>Volumen original in situ (millones de barriles)</i>	<i>Volumen de crudo producido al 31 dic., 2010 (millones de barriles)</i>	<i>Factor de recuperación</i>	
			<i>Estimación del autor (%)</i>	<i>Estimación de la CNH (%)</i>
Proyecto				
Ku Zaap Maloob				
Maloob	4 691			4.9
Ku	4 406			44.7
Zaap	3 218			5.8
Lum	382			1.1
Bacab	325			16.7
Total proyecto				
Ku Zaap Maloob	13 022	3 300	25.3	

Fuente: elaborado con datos de Pemex, reporte a la SEC, 2010 y CNH, 2010.

Zaap y Maloob son yacimientos potencialmente gigantes, por lo que no puede permitirse que el interés por dólares rápidos los sacrifiquen, dejándolos con una producción acumulada muy reducida. Se debe fortalecer la CNH para darle la capacidad de detener las presiones políticas y privilegiar la mayor recuperación a largo plazo.

UN NUEVO ENFOQUE: LA CURVA DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS GIGANTES

Se puede obtener una perspectiva distinta en el examen de la situación y el futuro de la producción petrolera en

el país si se separan los campos gigantes. Andrew Gould, ejecutivo mayor de Schlumberger, los llama "la columna vertebral de la producción petrolera en el mundo" ("backbone of the world's oil production"). El planteamiento del empresario francés se explica porque en el mundo se han descubierto, aproximadamente, 50 000 campos petroleros, de los que sólo 1% son gigantes, esto es, 500 campos, pero ese puñado selecto ha contribuido con 60% de la producción mundial.

Hay dos definiciones de ese tipo de campos: 1) aquellos que tienen más de 500 millones de barriles de aceite como reservas recuperables (Nerhing, 1978:14) y 2) los que han producido más de 100 000 barriles diarios de aceite, por lo menos durante un año (Simmons, 2002).

En México, según los bancos de datos del Instituto de Investigaciones Económicas (IIEC-UNAM), se han descubierto alrededor de 400 campos de aceite, de los cuales unos 20, acaso 22 o 23, son gigantes, pero ese conjunto de 5% ha contribuido con casi 80% del total del petróleo producido en este país a lo largo de su historia. México ha sido favorecido con una geología espléndida que le ofreció una dotación mayor de campos gigantes que la del promedio mundial.

LOS CAMPOS GIGANTES DE 1900 A 2010

El cuadro 28 presenta una lista preliminar de los campos aceiteros gigantes de México descubiertos de 1901 a la fecha.

Cuadro 28
Campos aceiteros gigantes de México, 1901-2010

<i>Núm.</i>	<i>Campo</i>	<i>Año de descubrimiento</i>	<i>Original in situ (millones de barriles)</i>	<i>Producción acumulada (millones de barriles a junio de 2010)</i>	<i>Factor de recuperación 5/4 a junio de 2010 (%)</i>
1	Ébano-Pánuco	1901-1910	¿?	932.0*	¿?
2	Naranjos-Cerro Azul	1912	¿?	1 155.0*	¿?
3	Poza Rica	1930	4 809	1 400.4	29
4	Cactus	1972	2 069	327.5	15.8
5	Sitio Grande	1972	1 153	361.8	31
6	Samaria	1973	4 583	1 586.2	35
7	Cunduacán	1974	3 111	567.2	29
8	Cárdenas	1980	1 293	461.2	36
9	Jujo-Tecominoacán	1980-1983	4 600	1 142.6	25
10	Akal	1977	32 209	12 363.0	38.4
11	Nohoch	1978	2 054	770.9	37.5
12	Abkatún	1979	5 514	2 181.2**	39.6
13	Kú	1979	4 097	2 283.3	56
14	Maloob	1979	4 179	476.7	Con un factor de recuperación un poco arriba de 25%, aún tendría un potencial de más de 1 000 MMB
15	Pol	1980	2 253	889.2**	39.5
16	Chuc	1982	2 053	900.4	44

(Continúa)

Cuadro 28 (continuación)

Núm.	Campo	Año de descubrimiento	Original in situ (millones de barriles)	Producción acumulada (millones de barriles a junio de 2010)	Factor de recuperación 5/4 a junio de 2010 (%)
17	Caan	1984	1 515	867.7	57
18	Zaap	1990	4 926	473	Igual que Maloob, con un factor de recuperación de 25%, podrían recuperarse otros 1 000 MMB
19	Sihil	1999	2 517	69.1	Dependerá de la política de producción
20	Ayatsil	2006	2 185	Virgen	Dependerá de la política de producción

* Registrada por Nehring, corresponde a 1975.

** Pol y Abkatún: los porcentajes corresponden al 31 diciembre de 2003 en vísperas de su colapso.

Fuentes: elaborado por el autor con datos de Nehring (1978:116), los datos de todos los demás en del banco de datos del IIEC-UNAM; las cifras de producción de 2010, en Sistema de Información Energética (SIE).

MOMENTOS FUNDAMENTALES EN LA CURVA DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS GIGANTES

La Agencia Internacional de Energía (AIE) es una institución creada en 1974 por los países dominantes en la economía

mundial para combatir a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Su objetivo es monitorear las condiciones de la oferta mundial de crudo para preparar a los países metropolitanos a enfrentar escasez o turbulencias creadas por los productores. En sus estudios un capítulo fundamental es la declinación de los campos gigantes. Sus bancos de datos probablemente están entre los más completos del mundo. Matthew Simmons, un banquero de Houston que estuvo especializado en financiamiento a proyectos petroleros, escribió que pasaba semanas examinando estadísticas de la AIE sobre los campos gigantes, lo que se explica por el papel dominante de éstos en la producción y porque es imposible formular prospectiva sin conocer de la situación de los más importantes ([Simmons, 2002](#)).

La AIE ha formulado criterios para caracterizar la declinación de los campos gigantes en el mundo; son parámetros usados para distinguir las fases del agotamiento. A los puntos de quiebre podríamos llamarlos “momentos fundamentales en la curva de producción”. En México la Comisión Nacional de Hidrocarburos ha adoptado los mismos criterios de la AIE para periodizar la declinación de los campos nacionales. La propuesta es muy sugerente porque ayuda a despejar ideas erróneas imperantes en México. En nuestro país el pico de producción se interpreta como sinónimo del “comienzo del fin” o “el comienzo del derrumbe”, porque sólo se tiene el ejemplo de Cantarell, pero lo ocurrido con éste es un caso “atípico” en la industria petrolera mundial.

La llegada al pico, en todo caso, podría ser el inicio de la madurez. Sin embargo, hay varios tipos de madurez: puede haber una con alta productividad y que puede prolongarse por varios años. Por ejemplo, en la mayoría de los campos

noruegos fue de una década. Un lapso igual puede observarse en el campo “Prudhoe Bay”, en Alaska. Así, al pico de producción no tiene que seguir, fatalmente, un colapso, como ocurrió en Cantarell. Ese yacimiento ha sufrido un proceso de “agotamiento natural”, pero también ha tenido una deficiente administración, si se le compara con los estándares internacionales.²⁵

Desde luego, en la periodización de la AIE, ahora adoptada por la CNH y en recientes escritos de otros comisionados, como el doctor Javier Estrada, el pico es un dato fundamental, pero la AIE llama la atención sobre la etapa en que la producción se estabiliza en alrededor de 15% del nivel alcanzado en el pico, periodo al que se denomina “la meseta”.

Lograr que el yacimiento alcance una producción de “meseta” lo más prolongada posible debería ser el objetivo de las ingenierías de yacimientos y de producción. Ese periodo ofrece los mayores volúmenes de la producción que se obtendrá del campo, se reflejará en las cifras de producción acumulada y permitirá un mayor factor de recuperación. Por ello la llamamos “etapa de madurez con alta productividad”. En un texto reciente, Javier Estrada define que la declinación comienza cuando la producción decrece más de 85% de su pico ([Estrada, 2010: 11](#)).

En la curva de producción la siguiente etapa comienza al terminar la meseta, con el descenso de la extracción a un nivel inferior a 15%, y culmina cuando la disminución llega a 50% del pico; esta sería la primera fase de declinación.

²⁵ Este planteamiento fue defendido por Carlos Zepeda Molina, presidente de la CNH, al polemizar con Francisco Barnés. Véase Fabio Barbosa, “Quiebran la columna vertebral de la industria petrolera de México”, *Contralínea*, México, febrero de 2011.

El siguiente corte se establecería en los rangos entre 50 y 75 por ciento de la producción respecto al pico. La etapa final, que la CNH llama “fase III”, ocurre cuando el campo ha perdido 75% de la producción registrada en el pico, es decir, se constata un declive muy pronunciado; es un periodo en el que la decadencia se acelera. El cuadro 29 resume los planteamientos.

Cuadro 29
Etapas en la declinación de los campos gigantes

<i>Etapas</i>	<i>Características de la producción en el pico %</i>
Pico y meseta	Oscilaciones alrededor de 15% de la producción en el pico
Fase I	Producción entre 15 y 50% de la producción en el pico
Fase II	Producción entre 50 y 75% de la producción en el pico
Fase III	Producción abajo de 25% de la producción en el pico

Fuente: CNH (2010) y Estrada (2010).

APLICACIONES A CASOS DE MÉXICO

La aplicación de estos criterios permite obtener nuevas conclusiones. Akal, el supergigante, alcanzó el pico en 2004 con más de 1 981 000 barriles diarios; tuvo una fase de producción estabilizada, la meseta, extremadamente breve, de sólo tres años, e inmediatamente sobrevino un descontrol, con caídas de más de 20% de un año a otro. En el curso de 2009 perdió 75% de la producción en el pico. El cuadro 29 muestra las cifras. Según los criterios de la AIE, Akal entró prematuramente en la fase III de declinación, un comportamiento anómalo comparado con el de otros campos gi-

gantes en otros países e incluso con algunos de la Sonda de Campeche. Su factor de recuperación ni siquiera alcanza 40%, que quizá es el más bajo en el mundo para campos de su tipo. Si el factor de recuperación puede ser llamado “factor de eficiencia”, entonces Akal de Cantarell tuvo un manejo de los más ineficientes del planeta.

El problema es que la política de acelerar la producción tiene como consecuencia la destrucción de reservas. No se trata de opiniones sino de resultados que pueden medirse. Repetimos que en 2006 Pemex reportó a la Securities Exchange Commission (SEC) reservas probadas de 4 200 millones de barriles en Cantarell. En el reporte a la misma institución, correspondiente a 2009, sólo registra 2 400 millones, pero una simple suma muestra que, en el lapso, “sólo” produjo 1 100 millones, por lo que la diferencia de 700 millones de barriles, equivalentes a más de un yacimiento gigante, es resultado del ansia por los dólares fáciles de la exportación y el regateo de inversiones, incluso aprobadas por el Congreso.

EL COLAPSO DE DOS GIGANTES DE CRUDO LIGERO

Aplicar los criterios de periodización en la Región Marina Suroeste muestra que Cantarell no ha sido el único gigante dañado por la prisa de exportar crudos.

Acaso más graves fueron los colapsos de Abkatún y Pol. El primero, un supergigante, arrancó en 1980 y en tres años, en 1983, alcanzó el pico, con más de 444 000 barriles diarios; sin embargo, la producción en fase de meseta apenas pudo

sostenerse por dos años, e inició su decadencia en el curso de 1985. En el sexenio de Zedillo ya se encontraba en la fase III de declinación, con una producción menor a 100 000 barriles por día. En 2001 fue incorporado al Plan de Negocios de Pemex pero las nuevas tecnologías no pudieron detener su declive. Al comenzar las operaciones de optimización, en 2001, la producción era de 103 288 barriles diarios de aceite; en 2005 había caído más de la mitad, apenas alrededor de 40 000 barriles diarios. En ese momento, al presentar caídas de más de 20% en sólo un año, Pemex canceló el proyecto y dejó de publicar los datos de su producción.

Hoy Abkatún es un campo clase “C”; en 2010 Pemex reportó a la SEC que sus reservas ascendían a poco más de 14 millones de barriles de crudo equivalente.

El colapso de Abkatún parece mostrar que, por lo menos en algunos casos, la llamada fase III; es la etapa terminal del yacimiento.

La etapa terminal de la declinación merece estudios muy detenidos. Se requiere que sean interdisciplinarios para que expliquen los fenómenos físicos en el subsuelo; ¿acaso cuando se ha perdido toda la energía original del yacimiento, o cuando el agua irrumpe en los volúmenes que hemos descrito, todo queda fuera de control?, ¿el crudo que aún permanece atrapado, convertido en una masa viscosa, porque el gas ya escapó, no recupera movilidad?, ¿en esas condiciones, ninguna medida de optimización puede dar resultados? Recordemos que desde 2007 se integró un equipo internacional de expertos que monitoreaban Cantarell, desde Houston, Texas. Al parecer fracasaron. Lo mismo ha ocurrido en el campo Jujo-Teco, donde la inyección de nitrógeno no está sirviendo para nada, y en otros como Sitio

Grande, donde Halliburton ha intentado recuperar la presión inyectando gas natural sin resultados positivos.

EL CASO DE POL

Inició operaciones en 1981, tuvo un desenlace similar, aunque su curva de producción presenta diferencias. El pico se alcanzó en 1992 con 169 000 barriles diarios. La etapa de producción estabilizada de 15% menor a la del pico también fue muy breve, de apenas tres años.

Pol fue incorporado al Plan de Negocios en 2001. En ese momento estaba produciendo más de 62 000 barriles diarios, es decir, no se encontraba en la fase III de declinación en 2001, pero al año siguiente virtualmente se colapsó al caer casi 50%, a 35 000 barriles. Las reservas probadas de Pol en 2010 son de apenas 7 millones de barriles. Es otro caso que ofrece evidencia de que la llamada fase III, es por lo menos en algunos casos, la antesala del cierre. Véase el cuadro 30 que presenta el conjunto de gigantes en fase III.

Sin embargo, Pemex todavía cuenta con campos gigantes jóvenes, cuya producción está en ascenso y, como hemos adelantado, por lo menos uno, totalmente virgen.

Comenzaremos con los del complejo Ku-Zaap-Maloob. Muchos preguntan: ¿cuándo ocurrirá el pico? La verdad es que Ku ya es un campo maduro: alcanzó el pico en 2008, con 364 000 barriles diarios, pero no ha perdido 15% de su producción máxima; aún se encuentra en fase de meseta.

Zaap es un campo en etapa muy temprana de desarrollo; según nuestras estimaciones, para el primer semestre

Cuadro 30
Campos gigantes en etapa terminal, según criterios de la AIE

Núm.	Nombre	Año de descubrimiento	Año del pico	Producc. en el pico (barriles diarios)	Año del inicio de fase terminal	Producc. en inicio de fase terminal (barriles)	Producc. en noviembre 2010 (barriles)
1	Poza Rica	1930	1967	63 999	1985	6 423	5 202
2	Cactus	1972	1978	115 000	1982	22 638	7 475
3	Sitio Grande	1972	1974	128 000	1985	38 206	n.d.
4	Samaria	1973	1980	302 186	1990	77 000	43 107
5	Cunduacán	1974	1978	197 343	1982	69 132	8 256
6	Cárdenas	1980	1984	150 000	1993	38 000	15 478
7	Jujo- Tecominoacán	1980-1984	1987	206 000	2009	66 800	36 087
8	Akal	1977	2004	1 981 287	2009	533 680	316 421
9	Nohoch	1978	2004	97 713	2009	26 320	15 605
10	Abkatún	1979	1983	444 447	1999	126 027	¿0?
11	Pol	1980	1992	169 000	2001	62 191	¿0?
12	Caan	1984	1984	192 000	2009	50 000	42 451

Nota: en la columna 7, correspondiente al dato de la producción al inicio de la fase terminal, es el promedio anual en las estadísticas oficiales. La interpretación que hacemos es que en el curso de ese año se cruzó el límite de 75 por ciento. Fuentes: elaborado con las cifras del Banco de datos sobre campos petroleros de México del IIEC-UNAM.

de 2010 su producción acumulada es de 470 millones de barriles, de manera que con un factor de recuperación de un modesto 25%, que no es mucho pedir, podría aportar todavía más de 700 millones de barriles. Maloob es un caso peculiar. Su producción acumulada es de 476 millones de barriles; así que con el mismo factor de recuperación de 25% puede plantearse la razonable expectativa de extraer otros 600 millones, equivalente a un campo gigante, pero su especificidad es que se han descubierto extensiones que podrían ampliar su fase de meseta.

Cuadro 31
Campos gigantes en etapa temprana de explotación,
fase de meseta o vírgenes

<i>Núm.</i>	<i>Nombre</i>	<i>Año de descubrimiento</i>	<i>Situación actual</i>	<i>Producción noviembre de 2010 (barriles)</i>
1.	Chuc	1982	Campo maduro: alcanzó el pico en 1999, con 146 027 barriles diarios. Ha perdido 50% de la producción en el pico, pero aún no cruza la etapa terminal	74 928
2.	Ku	1979	Campo maduro	323 578
3.	Maloob	1979	En etapa temprana. No alcanza el pico	209 791
4.	Zaap	1990	En etapa temprana de desarrollo	266 285
5.	Sihil	1999	Apenas comienza su desarrollo	69 784
6.	Ayatsil	2006	Virgen	Ninguna

Fuente: los datos de 2010 en SIE.

¿PUEDE ESPERARSE QUE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS REVIERTAN LA CAÍDA DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA?

En el caso, lo que puede esperarse es que los distintos procesos de recuperación terciaria y mejorada, permitan atenuar la declinación. Nuestra investigación brinda sólidas evidencias de que las nuevas tecnologías no son algo mágico, cuya aplicación indiscriminada logrará incrementos de la producción de manera casi automática. Entre los propios ingenieros de los yacimientos se presentan intensos debates sobre la pertinencia de una u otra técnica, aunque por otro lado los procesos de recuperación secundaria o terciaria pueden ser atingentes en cierta etapa, pero a des-tiempo resultan inútiles.²⁶

²⁶ El doctor Ulises Ricoy, geólogo que participó en el diseño del proyecto, quien nos concedió entrevistas en numerosas ocasiones, informó que el proyecto se desarrolló pese a la opinión de un grupo de técnicos opuestos a la pertinencia de la inyección de agua en Abkatún; otro caso es que desde 1978 se advirtió en Estados Unidos que el potencial de recuperación en los campos gigantes del sureste podía acortarse si se utilizaba la inyección de agua, sugiriendo que en estos casos debía optarse por represar a base de inyección de gas natural. The Library of Congress, "A Draft Report on Mexico. Oil and Gas Policy", Washington, noviembre de 1978. Citado por Ana María Sordo y Carlos Roberto López en *Exploración, reservas y producción de petróleo en México, 1970-1985*, México, El Colegio de México, 1988, p. 215.

4. LA REENTRADA A POZOS CERRADOS Y ABANDONADOS

En el capítulo anterior vimos algunos de los principales proyectos de rehabilitación, ahora examinaremos un subgrupo de programas más específicos: “reentrar” o reabrir pozos o campos cerrados.

Pemex llamó inicialmente al programa: “Reactivación de campos marginales, campos abandonados y en proceso de abandono”, para los que estableció un régimen fiscal especial. Nuestro objetivo es conocer dónde y qué resultados se han logrado.

La “reentrada” a un pozo cerrado requiere un estudio previo muy minucioso, pozo por pozo, a cargo de personal especializado, con herramientas y técnicas actualizadas. El primer objetivo es determinar las causas por las que se cerró y elaborar un diagnóstico, del que dependerán las medidas que se aplicarán y que, eventualmente, podrían concluir con la decisión de cerrar en definitiva el pozo (curiosamente a la operación se le llama “matar” el pozo).

En teoría el diagnóstico lo debería elaborar un equipo multidisciplinario. Los ingenieros de perforación examinarían el estado mecánico del pozo y el deterioro de las tuberías; los ingenieros de producción estudiarían las diversas acciones que podrían obtener nueva producción y se debe estimar la producción esperada, sus costos y precios de venta para recomendar una operación rentable, a todo lo

cual se le llama “documentar” la propuesta. La reentrada a un pozo no es un recetario, ni se trata de medidas infalibles.

EXPERIENCIAS EN LA REGIÓN NORTE

En el sexenio del presidente Fox se iniciaron dos proyectos en la Región Norte : el “Integral Poza Rica” y el llamado “Tres Hermanos”, que comprende varios de la Faja de Oro. La información oficial disponible es extremadamente escasa, pues ni siquiera permite saber cuántos pozos han sido intervenidos y menos conocer los resultados.²⁷ Adelantando una estimación propia podríamos decir que esos dos proyectos han permitido elevar la producción en unos 10 000-12 000 barriles diarios.

Apoyados en esas experiencias surgió un tercer proyecto: la Coordinación de Diseño de Explotación del Activo Poza Rica Altamira inició, ya en el actual sexenio de Calderón, un análisis de pozos candidatos a ser rehabilitados en ese activo.

En una ponencia presentada en el Congreso Petrolero de Monterrey en 2008 se describe que el personal del Activo quedó desbordado por la magnitud de la tarea: se tenían que estudiar 2 300 pozos cerrados, clasificados como

²⁷ Para el proyecto Tres Hermanos tenemos algunos datos específicos; por ejemplo, en el campo “Temapache Núñez”, reabierto después de medio siglo de permanecer cerrado, se logró nueva producción de 2 700 barriles diarios en promedio. En 2006, en un boletín de prensa se afirmó que se “demuestra que existen áreas de oportunidad, para la Región Norte, en campos maduros”.

pozos temporalmente cerrados sin oportunidad y cerrados con oportunidad ([Soto Meneses, 2008: 3](#)).

El Activo Poza Rica Altamira apenas pudo estudiar alrededor de 70 pozos, de los cuales se han reentrado en aproximadamente 25.

Los resultados obtenidos a 2008 fueron una producción acumulada de más de 400 000 barriles de aceite con un porcentaje de éxito arriba de 50. Subrayamos que alrededor de 40% de las “reentradas” fracasaron. El estudio concluye que se ha demostrado que la reactivación de un porcentaje importante de pozos cerrados en esa región puede ser viable y la metodología aplicada ayuda a reducir las incertidumbres asociadas al riesgo de la intervención. En 2008 el Activo contaba con una cartera de 150 pozos en lista de espera para ser intervenidos.

También al comenzar el gobierno de Calderón se emprendió otro ejercicio muy similar a los contratos de servicios múltiples en Burgos.

LAS ACTIVIDADES DE SINOPEC-DIAVAZ

El nuevo tipo de contrato, llamado de “servicios integrados”, comprendió la rehabilitación de 400 pozos en el Sector Ébano-Pánuco-Cacalilao, del Activo Integral Poza Rica Altamira. La licitación fue ganada por una nueva empresa: DS Servicios Petroleros, integrada 50% por SINOPEC, de la República Popular China y el otro 50% por el Grupo Diavaz. El proyecto inició en 2008.

El Distrito Ébano-Pánuco se ha sido explotado desde hace más de un siglo y en él se perforaron en 1901 los primeros pozos de lo que después fue la empresa estadounidense Huasteca Petroleum Co.; así, para los años cincuenta en ese distrito se habían perforado casi 5 000 pozos. No se conocen los criterios de selección de los 400 pozos en los que los “camaradas chinos” regresaron como patrones. Algunos ingenieros nos aseguran que no se realizó un estudio previo de los campos licitados, sino que se otorgó el área simplemente “al tanteo”.

¿Cuál es el balance? Se ha logrado elevar la producción, pero, otra vez, nos enfrentamos a resultados debajo de las expectativas.

En 2008 el ingeniero Luis Vázquez Sentíes, director de Diavaz, expuso la posibilidad de elevar la producción de la Región Norte en cuatro años, es decir, de 2008 a 2012, hasta en 200 000 barriles diarios (Vázquez Sentíes, 2008: 18). Hoy, a la mitad de la jornada se ha comprobado que esa meta es inviable.²⁸ Toda la Región Norte, reuniendo sus nuevos proyectos terrestres y marinos, apenas ha logrado superar los 100 000 barriles diarios.

²⁸ Ciertamente el ingeniero en ningún momento afirmó que eran sus propias proyecciones, sino que atribuyó la cifra a “esperanzas” de Petróleos Mexicanos. Citaremos textualmente: “The works will be carried out in the Ebano, Panuco and Cacalilao...With more flexible operations, *Pemex is hoping* that in a four year period, the private companies raise the daily production of a mature well group in 200 000 barrells, starting at present from 75 000 barrels. The works that the private enterprises will carry out include engineering, production, surface infrastructure construction and production facilities in the assigned fields” (Vázquez Sentíes, 2008:18). Las cursivas son nuestras.

La información desagregada ha sido inaccesible. El único indicador de que se dispone es el de la producción por estados. En 2007 San Luis Potosí estaba borrado del mapa petrolero; pues no se le registraba producción, lo que interpretamos como que todos los campos en esa entidad estaban cerrados. Ahora en ese estado tenemos una producción de 1 000 barriles diarios, en promedio, durante 2009 y 2010,²⁹ cifra que posiblemente corresponde a dos campos potosinos, Ébano y Limón, la producción acumulada asciende a unos 700 000 barriles.

El ingeniero Vázquez Senties, ha declarado que para el conjunto del área, para comienzos de 2010, habían aumentado la producción de 3 200 barriles diarios, a casi 8 000 barriles diarios con 80 pozos, es decir, estaban obteniendo unos 100 barriles por cada pozo rehabilitado.³⁰

Como anotamos, el contrato comprendió también la perforación de 120 nuevos pozos, pero tampoco fue posible acceder a la información específica. La solicitud al IFAI produjo una respuesta que consideramos ridícula: para 2009 se había perforado solamente un nuevo pozo.³¹

²⁹ Sistema de Información Energética, "Producción de petróleo crudo por entidad federativa", <http://sie.energia.gob.mx>

³⁰ <http://impreso.milenio.com/node/8765203>-. Última consulta febrero: de 2010. Gabriel Budebo, Subsecretario de Hidrocarburos de la Sener, declaró: "la petrolera [...] China tiene presencia en México en Ébano-Pánuco-Cacalilao [...] que ahora produce aproximadamente 25 000 barriles diarios, en conjunto con la mexicana Diavaz ("Pemex desdeña pozos pequeños, empresas chinas están interesadas"), http://economia.terra.com.co/noticias/noticia.aspx?idNoticia=201008191553_TRM_79221863. Última consulta: 19 de agosto de 2010.

³¹ El Ébano 1 057H, reportado el 12 de mayo de 2009 por el Activo Poza Rica Altamira.

¿PUEDE ESPERARSE QUE LA REHABILITACIÓN DE CAMPOS VIEJOS REVIERTAN LA CAÍDA DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA?

Evidentemente los campos viejos de la Región Norte no han ofrecido resultados importantes.

En 2010 Pemex anunció que en la Región Sur había identificado 40 campos agrupados en ocho bloques y que licitará los primeros tres, que llama Magallanes, Santuario y Carrizo. Insistimos, para evitar confusión, que no son tres campos, sino tres “bloques”, que tienen en conjunto 312 kilómetros cuadrados. La licitación está por resolverse y el nuevo experimento comenzará a finales de 2011. Nuestro pronóstico es que los resultados serán similares a los descritos: sólo se obtendrán pequeños aumentos que no permitirán una contribución importante para revertir la caída actual de la producción de crudo.

5. ÁREAS EN CRECIMIENTO O CON POTENCIAL DE DESARROLLO

Algunas áreas petroleras se encuentran en crecimiento y otras aún tienen algún potencial.

EL PROYECTO CRUDO LIGERO MARINO

Comprende campos del activo Litoral de Tabasco y algunos de la contigua Región Marina Suroeste. Algunos fueron descubiertos desde el sexenio de Miguel de la Madrid; otros en los años noventa, pero la mayoría permanecieron vírgenes hasta el sexenio del presidente Fox. La descripción de sus características ayudará a entender la expresión “crudo difícil” para caracterizar la nueva situación de los campos petroleros de México.

Son difíciles por las altas temperaturas y altas presiones de sus pozos; además los estratos a perforar están atravesados por cuerpos salinos y domos arcillosos que, como dicen los ingenieros, “estrechan la ventana de perforación”. Son frecuentes los atrapamientos de la sarta de la tubería, fricciones y gasificaciones. Todo lo anterior pone la perforación en riesgo de sufrir un “reventón”.³² Recordemos que así fue

³² Un reventón puede ocurrir cuando la presión del yacimiento logra

como comenzó, en 1992, el primer intento de explotación de Litoral Tabasco: con el accidente en el campo Yum, frente a la desembocadura del Grijalva al incendiarse la plataforma, a cinco kilómetros de Frontera, el campo fue cerrado por casi diez años y no se reabrió hasta el sexenio de Fox.³³

Pero en esta nueva etapa también se han sufrido accidentes; por ejemplo, el pozo Ajal-1 sufrió gasificaciones no controladas y tuvo que ser suspendido y por esto fue reportado en 2002 como “terminado por accidente mecánico”.

La perforación de algunos pozos se ha prolongado más de un año, como en el caso de Bolontikú y May, lo cual explica por qué Pemex postergó la explotación de estos campos, que se conservaron intactos por décadas.

Actualmente, frente a las costas de Paraíso y Centla se realizan hazañas tecnológicas, como los pozos direccionales, en los que el equipo asentado en la costa se dirige hacia un objetivo en el mar con una sección “horizontal” o inclinada de más de cuatro kilómetros. En Chicontepec los pozos horizontales son de medio kilómetro, uno a lo máximo.

El campo Ixtal, de la Marina Suroeste, estuvo cerrado por invasión de agua e incluso se le consideraba un campo perdido que debía borrarse de las listas; un ingeniero llamó a la producción de Ixtal: “crudo tecnológico”.

vencer la presión de los llamados lodos de perforación, sea porque éstos se perdieron en el proceso de perforación o porque no fueron seleccionados adecuadamente (véase [Velázquez Cruz, 2008: 50](#)).

³³ Más tarde, en 2005, ocurrió el accidente del campo Kab, donde murieron más de 20 obreros, pero éste no fue provocado por las características geológicas, sino por la búsqueda de abatir costos en los equipos de seguridad.

En 2006 el número de campos en explotación se amplió con la llamada “fase 2” del programa Crudo Ligero Marino. Al comenzar el sexenio de Calderón la producción estaba en unos 150 000 barriles diarios; en 2009 superó los 200 000 barriles, también diarios. Además se han agregado nuevos descubiertos entre 2001 y 2009: los más importantes, Tsimin y Xux, de los que ya hemos hablado, a los que se suman otros recién descubiertos, como Chuhuc, Namaca, Nak, Etkal, Xanab y Xulum.

La mitad de los campos de este proyecto están vírgenes, entre ellos, algunos importantes.

El acucioso periodista petrolero Daniel Sánchez Barrientos anunció en agosto de 2010 que Pemex iniciaba preparativos para la fase tres de este proyecto.

En efecto, poco más tarde la documentación oficial confirmó el nuevo plan de expansión, que comprendía 26 plataformas, la explotación de otros 14 nuevos campos, con 127 nuevos pozos y más de 200 kilómetros lineales de nueva tubería de entre 8 a 36 pulgadas ([Pemex-Tecnológico de Centla, 2010: 13-27](#)).

La fase 3 del proyecto Crudo Ligero Marino amplía significativamente el área del proyecto; así al norte comprenderá hasta la isobata de los 100 metros y hacia el Oeste ahora se extiende hasta la costa de Veracruz, con una superficie total de más de 9 000 kilómetros cuadrados.

El Proyecto Crudo Marino fácilmente alcanzará un pico de 350 000-400 000 barriles diarios.

Otro grupo del que se pueden esperar incrementos de producción son los de la desembocadura del Grijalva y el Usumacinta, como Sen y Tizón. Este último es una estructura mitad terrestre y mitad sumergida en las aguas del Golfo de México, pero sus instalaciones están siendo afectadas por el oleaje. La mitad de los pozos de Sen son lacustres, y se perforaron con barcazas en los pantanos de Nacajuca. Aportan los crudos más finos de México (todos entre 36 a 45 grados API).

Los nuevos yacimientos descubiertos son verdaderas criaturas de las nuevas tecnologías de los noventa: sólo fue posible detectarlos con el desarrollo de la nueva sísmica, que logró resoluciones más finas en cuerpos salinos. El campo Sen había caído a 13 000 barriles diarios en 2004, pero con los nuevos pozos descubridores ha alcanzado una producción de 54 000 barriles diarios en 2010 y seguirá creciendo.

EL GRUPO DE LOS PRESAL DE TABASCO Y EL ISTMO VERACRUZANO

El proyecto comenzó desde los años noventa; en el sexenio de Zedillo el entonces coordinador de Exploración, Pablo Cruz Helú, lo presentó en una convención de los geólogos estadounidenses, con el nombre de "Proyecto Cuichapa Profundo, como 'área nueva' en una región 'no explorada'".³⁴

³⁴ "Pemex plots ambitious E&D spending increase". Addapted from a talk

No explorada en esa profundidad, porque en el Istmo empezaron las perforaciones y la producción de pozos someros desde el gobierno de Porfirio Díaz .

El programa requiere equipos capaces de alcanzar 6 000 o 7 000 metros. El primer pozo perforado, llamado Uricán, en Moloacán, Veracruz, se demoró más de dos años y se reportó fracasado; lo mismo ocurrió con el segundo experimento, el Guince, perforado en Ciuchapa.

Es temprano para formular un balance, pero puede afirmarse que en esta área, y sus posibles extensiones, se producirán nuevos descubrimientos. Los pozos que lograron atravesar los cuerpos salinos, incluso los fracasados, como Gurumal, en Agua Dulce, que cruzó 1 200 metros de sal, demostraron la posibilidad de llegar a las rocas Mesozoicas a mayores profundidades. Se abrieron nuevas oportunidades y dos ingenieros de la UNAM lo explican muy claramente:

Muchos pozos del campo Magallanes [es muy viejo, data del sexenio de Ruiz Cortines], únicamente han llegado a la cima de sal, dejando sin explorar posibles yacimientos subsalinos debajo de ellos. [Ahora] se abre la posibilidad de encontrar nuevas acumulaciones no sólo en Magallanes, sino en otros como Cinco Presidentes, La Venta, Tonalá (Baños Torales et al., 2009: 99).

En el pasado creíamos que las masas de sal se encontraban sólo en el Istmo de Tehuantepec, pero los casos que hemos descrito en las páginas anteriores muestran que el

given at the AAPG Annual Convention, in Salt Lake City, del 17 al 20 de mayo de 1998, *Oil and Gas Journal*, 15 de junio de 1998.

área salina tiene una extensión más amplia: algunos pozos del campo Sen, como el Sen número 51, cruzó casi 1 000 metros de sal, otros han atravesado dos cuerpos de sal, pero otros como Sen 71, no pasaron por sal. Pemex se encuentra muy entusiasmado, pues apenas lo permitan las condiciones climáticas las brigadas de la Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. (Comesa) inician sus campañas. A comienzos de 2011 ampliaron sus registros hasta los suburbios de Villahermosa.

A diferencia del área llamada “pre sal” de Brasil, en este caso los cuerpos salinos se encuentran bajo el yacimiento, sobre él e incluso atravesándolo, adoptando extrañas formas parecidas a hongos llamadas “canopies” o “lengüetas”.

EL PROYECTO DE EXTRAPESADOS DE CAMPECHE ORIENTE

Este grupo de campos empezaron a perforarse entre 2004 y 2010; en total se tienen perforado 21 pozos, 16 de exploración y cinco delimitadores, incluyendo los de más de 500 metros de tirante de agua.

Las fases 3 y 4 del proyecto de desarrollo que ya presentamos comprenderán 14 campos con “13” nuevas plataformas fijas, una de generación eléctrica y dos unidades flotantes de proceso y embarque, FPSO, por sus siglas en inglés, similares a la que opera en KZM. Aunque los campos más desafiantes del proyecto esperarán varios años, otros como Ayatsil-Tekel, Tamil, Kab y las extensiones de Maloob se desarrollarán en el corto plazo.

En la Región Norte las posibilidades de encontrar más petróleo se ubican en las extensiones marinas de las cuencas productoras en tierra.

De la desembocadura del Bravo hasta Tuxpan, una costa de más de 400 kilómetros, Pemex sólo tuvo hasta 2000 un campo: el Arenque, frente a Tampico. Esa baja densidad de perforación apoyaba elevadas expectativas, pero, como hemos visto, los resultados han sido muy pobres, pues cinco campos, los más grandes, Lobina y Bagre, son clase "B", al lado de una larga lista de fracasos como Neptuno, Mercurio, Tintorera, Atún 102, Calipso, Carpa 101, Kosni, Aktún, Abulón, Acamaya y otros. Parecería que, desalentado por los escasos resultados, Pemex abandonó la exploración en esas áreas marinas de la costa de Tamaulipas y norte de Veracruz. En el sexenio del presidente Calderón ya no se ha perforado ningún pozo de exploración en esa área. Pero es probable que si se impone el esquema de licitación de bloques, algunas empresas privadas estarían dispuestas a correr altos riesgos.

CHICONTEPEC

Ha logrado pequeños avances, pues terminó el año 2010 con una producción de 50 000 barriles diarios. El declive de los campos en la Sonda de Campeche y las dificultades con los grandes proyectos de Tabasco explican por qué

Pemex no puede abandonar Chicontepec, donde continuará la batalla por bajar costos en los yacimientos dispersos, pequeños y con escasa presión que se abate en pocos días.³⁵ La inversión se ha triplicado entre 2008 y 2010 y los cuestionamientos de la CNH continuaron en 2011.

En suma, Chicontepec, por su crecimiento tan reducido y sus elevados costos, permanece como promesa, pero continuará creciendo.

EL PETRÓLEO EN LA SELVA LACANDONA

En Chiapas, además de la tradicional zona del noroeste del estado Reforma, Juárez, Pichucalco y Ostuacán, Pemex ha estudiado el potencial en la Selva Lacandona y los municipios del noreste, contiguos a la Región de los Ríos de

³⁵ El problema es que cuando el aceite traspasa la presión de punto de burbujeo, las fracciones de hidrocarburos más ligeros son liberadas en fase gaseosa. Este gas fluye por la parte alta de la tubería y sobrepasa al aceite y el agua, que fluyen con más lentitud. Pero este proceso dejará al petróleo más viscoso. El gas escapa y el aceite se queda atrapado. ¿Es un problema ante el cual la ingeniería petrolera no tiene respuesta? De ninguna manera, en Estados Unidos se ha resuelto el problema con bombas multifásicas (más potentes) para presurizar las corrientes de producción comprimiendo el gas, pudiendo lograrse regresarlo al estado de "en solución". Naturalmente esto requiere nuevas inversiones. Entre enero y noviembre de 2010 la producción de Chicontepec ascendió 50% al mismo tiempo que el número de pozos perforados disminuyó. La explicación puede ser el mayor número de pozos "fracturados" y la aplicación de sistemas de bombeo. Hemos explicado que el elevado número de fracturamientos podría crear problemas muy graves de contaminación en los acuíferos subterráneos.

Tabasco. En esta zona se han perforado aproximadamente 100 pozos; sólo en Ocosingo unos 20, entre los cuales son famosos los Nazareth, los Ocotal, el Corzo; en Tumbalá, se perforaron unos cinco; en Marqués de Comillas, otros ocho-nueve, entre ellos los Lacantún.

En Palenque, entre otros, se perforó en 1977 un pozo llamado Zapatero, que ha sido mencionado en estudios de la CIA ([Nehring, 1978: 116](#)).

Sin embargo, a lo largo de más de un cuarto de siglo de perforaciones en por lo menos ocho municipios,³⁶ Pemex sólo ha logrado tres descubrimientos muy dudosos: Ocotal y Lacantún, de gas natural y condensado, respectivamente, y Nazareth, de aceite pesado. La última campaña de exploración en busca de nuevo petróleo en la selva de Chiapas se realizó en los primeros años de la década de los noventa, en el sexenio de Salinas; incluso existió un distrito petrolero llamado Distrito Ocosingo. Sin duda mal informado por quienes entonces dirigían la Coordinación de Exploración de Pemex, el entonces director de Pemex, Francisco Rojas, anunció en su informe del 18 de marzo de 1992 que se había “descubierto una nueva provincia de hidrocarburos”.

En 2002 en el Plan de Negocios, los prospectos chiapanecos fueron examinados y rechazados. La documentación definitiva, que es la aprobada por la Secretaría de Hacienda y votada en la Cámara de Diputados, no incluyó ningún proyecto de perforaciones en la selva lacandona o cerca de la frontera con Guatemala.

³⁶ Ordenados por el número de pozos: Ocosingo, Salto de Agua, Palenque, Marqués de Comillas, Tumbalá, Benemérito de las Américas, Las Margaritas y La Trinitaria.

¿Qué pasó con los pozos reportados como productores, en los campos Nazareth, Ocotal y Lacantún? La verdad es que se ignora su situación actual. Nazareth incluso fue borrado de la lista de campos con reservas desde la auditoría de 2002. Hoy se encuentran abandonados, cubiertos de maleza en la selva chiapaneca.

Finalicemos adelantando dos conjeturas: si alguno de los próximos gobiernos de México logra concretar formas o modalidades de apertura al capital privado, que le permitan obtener recursos para intensificar la exploración, podría darse un regreso de la exploración a la selva chiapaneca, y segunda: usando el método analógico, lo que podría esperarse son volúmenes pequeños, similares a los descubiertos en los campos del vecino país. En el caso más optimista, el campo análogo sería Xan, cerca de la frontera con Tenosique, Tabasco.

En Guatemala, después de varias décadas sólo descubrieron campos pequeños que no le permitieron la autosuficiencia petrolera. A la fecha ya se encuentran en declinación; en 2003 alcanzaron su producción pico, con aproximadamente 25 000 barriles diarios. El más grande fue Xan, ya mencionado.

LA REGIÓN DE LOS RÍOS DE TABASCO Y EL ÁREA DE ESCÁRCEGA

Comprende los municipios del oriente de Tabasco: Zapata, Balancán y Tenosique; los municipios chiapanecos vecinos, como Playas de Catatzajá, Palenque, La Libertad, así como Palizada, Candelaria y Escárcega, en Campeche.

Según la Coordinación de Exploración de Pemex: “el área, situada en el suroeste de la plataforma carbonatada de Yucatán, aunque es una región con bajo relieve estructural puede contener trampas estratigráficas y estructurales en sus confines” (Cruz Helú y Meneses, 1998: 32). Estudios posteriores de evaluación del potencial, realizados por un equipo encabezado por el ingeniero Leonardo Aguilera, definieron la existencia de unas 40 estructuras y propusieron nuevos programas de sismica y una primera localización de perforación en el municipio tabasqueño de Tenosique (Barbosa y Solano, 2010: 23).

En la documentación de Pemex Exploración y Producción que recibió la nueva administración en diciembre de 2000, las áreas prospectivas de este país estaban clasificadas en tres grupos:

- 1) maduras,
- 2) provincias exploradas moderadamente,
- 3) las nuevas áreas.³⁷

Entre estas últimas se encontraba Escárcega.

Sin embargo, al arribar a la dirección de Pemex el ingeniero Muñoz Leos, el equipo que formuló el Plan de Negocios no aprobó la continuación del proyecto Escárcega, pero lo anterior no significa que deba descartarse, especialmente si en el futuro Pemex amplía la apertura a la inversión extranjera.

³⁷ Se definieron del siguiente modo: “En PEP consideramos ‘nuevas áreas’ aquellas regiones donde no se ha realizado exploración o donde no se han realizado descubrimientos comerciales de hidrocarburos” (Cruz Helú y Meneses Rocha, 1998).

En 2003 apareció en el Plan de Negocios de PEP. Los estudios de sismicidad en las costas de Yucatán provocaron una enorme inquietud. Un documento del Senado de la República que transcribe planteamientos de Rosa María Sauri, representante de esa entidad, es reveladora de la percepción de ciertos sectores sobre la actividad petrolera:

Considerando que Petróleos Mexicanos ha avanzado notablemente en las labores de exploración para determinar la existencia y probable explotación hacia fines del 2006 [...] debe informar amplia y detalladamente a la opinión pública del país, y particularmente a la opinión pública yucateca, de los planes existentes en materia de explotación de hidrocarburos frente a las costas de Yucatán; [...] la eventual extracción de petróleo coloca a esta zona en situación de riesgo ecológico y puede afectar las actividades económicas primarias que se realizan en el litoral yucateco; [...].³⁸

En mayo de ese año de 2004 el propio gobernador de Yucatán, Patrón Laviada, apoyó la organización de una con-

³⁸ "Propuesta con punto de acuerdo que presentan la senadora Dulce María Sauri Riancho y los senadores Emilio Gamboa Patrón, Orlando Paredes Lara, Eric Rubio Barthell, Carlos Rojas Gutiérrez y José Alberto Castañeda Pérez, del estado de Yucatán, en relación con proyectos de exploración petrolera desarrollados por Pemex en el área del arrecife 'Los Alacranes', frente a las costas de ese estado" (http://www.senado.gob.mx/content/sp/sp/content/gaceta/content/ordinaria/59_2/content/1/29-04-2004/documento62.html).

sulta popular en la que participaron organizaciones sociales, empresariales y académicas.

Aparentemente, como resultado de las inquietudes descritas, el proyecto Progreso fue “suspendido”, no cancelado. No pretendemos minimizar la importancia del movimiento de opinión pública, pero la consulta de la documentación interna de la Región Marina Noreste (RMNE) no deja duda de que fueron problemas de restricciones financieras los que determinaron que, desde comienzos de mayo de 2004, el proyecto fuera diferido. El 6 de mayo la Coordinación de Evaluación de Potencial de la RMNE comunicó a las dependencias de operación que “[...] se han diferido los recursos financieros en este proyecto, por lo que el programa de perforación de pozos contemplado para iniciar en el 2005, será modificado [...]”.³⁹

El 11 de mayo un nuevo oficio de la RMNE precisa que el pozo Likil-1, programado para el 1 de febrero, quedaba suspendido y se explica que, “debido a los ajustes en los techos presupuestales para los años 2005 y 2006, se reprograma la etapa de perforación [...]”.⁴⁰ Como éstos hay otros documentos en los que se comunica la suspensión de activida-

³⁹ Ingeniero José Ruiz Morales, coordinador de Evaluación de Potencial al ingeniero Manuel Terán García coordinador de Operación de Exploración. Región Marina Noreste, Ciudad del Carmen, Campeche, 6 de mayo de 2004, correspondencia interna. Cabe señalar que en la parte correspondiente al asunto del oficio se señala: “Reprogramación de pozos Proyecto Progreso”.

⁴⁰ Ingeniero Jesús García Hernández, a ingeniero Rodolfo Maya Sánchez, Ciudad del Carmen, Campeche, 11 de mayo 2004.

des presentando como razón el que “no se le ha asignado presupuesto”.⁴¹

Finalmente aclaremos que, igual que el proyecto Progreso, en las mismas fechas se cancelaron por lo menos otros 10 proyectos de exploración. Lo que se concluye es que los factores principales de la suspensión fueron los problemas financieros, que siempre afectan sobre todo a las áreas de escaso potencial. Todo lo anterior implica que, conforme los problemas de oferta se acentúen, se buscarán recursos para financiar el proyecto.

OTRAS ÁREAS

Hemos enumerado nueve áreas: cuatro en el Golfo de México y otras cuatro en las cuencas del Sureste en tierra. En la Región Norte sólo pudimos contar el proyecto Chicontepec, probablemente el más importante por los volúmenes que se estiman en el subsuelo. Algunas instituciones y ciertos expertos señalan otras zonas. La Comisión Nacional de Hidrocarburos, por ejemplo, ha mencionado la cuenca llamada Mar Mexicano, en Durango y parte de Chihuahua. El ingeniero Escalera, subdirector de PEP, incorpora entre las áreas con posibilidades la cuenca Pedregosa en Chihuahua.⁴² Durante la campaña electoral de 2006 se habló de

⁴¹ Oficio de los ingenieros Jesús Patiño Ruiz, y José Ruiz Morales, del Activo Regional de Exploración Marina, Ciudad del Carmen, Campeche, 23 de mayo de 2005.

⁴² En Durango se han perforado pozos en el municipio de Mapimí y, en Chihuahua, Pemex tiene unos 50 pozos distribuidos en Delicias, Juárez,

continuar la exploración en las cuencas del Pacífico, en las que hay campos gaseros en el Golfo de Cortés y frente a las salinas de Guerrero Negro. Los ingenieros Guzmán Baldizán y José Luis Escalera incorporan entre las áreas prospectivas una porción norte de la Sierra Madre Oriental.⁴³ Durante el debate sobre la “reforma energética del 2008 se escucharon una serie de parloteos sobre que sólo estaba explorado un pequeño porcentaje del territorio nacional. La verdad es que 100% del territorio mexicano ha sido objeto de intensa exploración desde hace más de un siglo.⁴⁴

Ante la nueva situación del sector en México muchos supuestos analistas hablan de “intensificar la exploración”, pero la mayoría no sabe lo que dice, sin embargo, los que conocen la situación de esa rama de la actividad petrolera deberían aclarar con honestidad que su propuesta consiste en realizar nuevas campañas de sísmica, pero en las mismas zonas que ya han sido repasadas dos, tres y acaso hasta cuatro veces.

Ahumada, Guadalupe y otros municipios; por ejemplo, los llamados Menonitas, Cuchillo Parado, los Espía, Juárez, Ojinaga, Presidio, Bachimba, etc. Ninguno ha sido exitoso.

⁴³ Un estudio sobre esta área basado en la existencia de chapapoteras fue realizado como tesis de doctorado en Austin Texas. Se encuentran referencias también en documentos de empresas como la Unocal, posteriormente absorbida por Chevron (Morelos, 1996) (Morelos y Wallace, 1999).

⁴⁴ Pemex ha perforado infructuosamente en entidades como Sonora, municipios de Guaymas, Bacum, San Luis Río Colorado, o frente a sus costas, como el pozo “Caborca”; en Sinaloa; Jalisco; en Oaxaca, tanto en tierra, como en Loma Bonita o Santa María Chimalpa, como costa afuera frente a Salina Cruz.

CONCLUSIONES

1) En este trabajo se propone que tres sectores definen la situación y el futuro de la rama de actividades primarias: a) los grandes proyectos en curso, especialmente los campos gigantes; b) la exploración, y c) la rehabilitación de campos maduros.

La información que se ha sistematizado aquí muestra que en la última década el sector petrolero de nuestro país ha entrado a una nueva situación: la política de apresurar la explotación y las exportaciones de crudo ha causado daños irreversibles a la mayor parte de los campos gigantes, no sólo Cantarell, sino Abkatún y Pol; el complejo Bermúdez y otros han entrado a una fase “terminal”. Los métodos de recuperación secundaria y terciaria no han logrado atenuar su declinación.

Por otro lado, en las cuencas tradicionales la geología se muestra casi exhausta. Los resultados de la exploración han quedado por debajo de las expectativas, tanto en las aguas profundas como en las someras y en tierra firme. En toda la década examinada, 2001-2010, apenas pudo encontrarse un nuevo campo aceitero gigante.

Finalmente, las “reentradas” a pozos y campos cerrados apenas han logrado unos pocos miles de barriles como producción incremental. Así, es inevitable concluir que México se ha agregado a la larga lista de los *post peak oil countries*.

2) Lo anterior, sin embargo, no quiere decir que el petróleo se ha agotado en este país. Pemex ha logrado descubrir crudo extrapesado y gas húmedo en aguas profundas y, por analogía con los campos descubiertos en las formaciones geológicas y en las estructuras transfronterizas en el norte del Golfo de México, puede esperarse que las plataformas Bicentenario y West Pegasus descubran yacimientos gigantes en alguna de las 25 localizaciones de perforación programadas.

Si Pemex encuentra volúmenes similares a los localizadores en el lado de Estados Unidos podría aumentar su producción de crudos en alrededor de 250 000 barriles diarios de aceite, equivalentes a los que se tendrán, en el pico, en Great White y Jack, en el sector de Estados Unidos.

Desde luego, aplicando las analogías estadísticas en cuencas similares, podemos esperar que un tercio de los pozos mexicanos, ocho de las 25 localizaciones en la Región Perdido, resulten hoyos secos, como los pozos Toledo y Hammerhead, o se encuentren volúmenes no comerciales, como en Baha. La explotación del campo Trident podría resultar comercial si se descubren extensiones productoras del lado mexicano.

3) El descubrimiento de la nueva provincia de crudos extrapesados frente a las costas de Campeche es un inesperado desafío, es lo que la geología ahora puede ofrecernos; si Pemex lograra diseñar y desarrollar ese proyecto podría incrementar la oferta en la década 2020-2030, insistimos, sin que lo anterior implique la posibilidad de recuperar la producción de 3 millones de barriles diarios.

4) En este trabajo se ha querido mostrar que México todavía tiene un importante potencial petrolero. En el periodo

2001-2011 se descubrieron 90 campos y yacimientos aceiteros, si solo se consideran reservas probadas y probables, y más de 100 si se incluyen también las reservas posibles.

A este se puede denominar como “el petróleo pos-Canarell de México”, el cual 70% se descubrió en el Golfo de México y 30% en las cuencas terrestres del Sureste, principalmente Tabasco y la zona del Istmo.

Extrapolando los resultados es razonable esperar que la exploración que se realice en el siguiente sexenio obtenga los mismos resultados en número, calidad y volumen descubierto si se mantiene el mismo número de pozos de exploración y el mismo nivel de inversiones.

Es patente que ha quedado atrás el petróleo fácil y abundante; la geología ya no puede ofrecer campos como los del auge, por lo que ahora Pemex ha quedado degradado. No se agotó el petróleo, pero lo que queda son principalmente campos clase “c” y “d” (con reservas debajo de 25 millones de barriles); con 70 pozos de exploración anuales Pemex puede esperar el descubrimiento de unos nueve campos cada año, de los que cinco serán yacimientos de esa clase.

Estadísticamente descartamos el descubrimiento de nuevos campos gigantes en tierra firme y aguas someras, pero la geología todavía puede ofrecer un nuevo campo clase “a” al año y, acaso, otro de los llamados “importantes” cada dos años.

5) Siguiendo el planteamiento de que la exploración actual evidencia el creciente agotamiento de la dotación geológica de México, puede esperarse que, si en la década pasada 10% de los descubrimientos fueron importantes, en el futuro las probabilidades disminuirán, porque las es-

estructuras más grandes, las más fáciles y, por ende, de menor riesgo, son las primeras en ser perforadas. Es razonable esperar que conforme avanza la madurez en la exploración disminuyan progresivamente tanto los porcentajes de éxito, como el tamaño de los descubrimientos.

6) Como consecuencia de lo anterior puede afirmarse que la propuesta de ampliar la apertura al capital extranjero y dividir el territorio y las aguas territoriales y patrimoniales de México en bloques, para concesionarlos al capital extranjero, sólo significaría acelerar el agotamiento para apresurar los ingresos por exportaciones de crudo, a costa de enfrentar los riesgos que implican las perforaciones profundas y de dañar a otras actividades económicas.

7) Los campos gigantes de México se encuentran en fase terminal dañados de manera irreparable; por ello, la exploración ofrece sólo yacimientos pequeños, de crudo pesado y muy profundos, pero el petróleo no se ha agotado en este país. Ayatsil, un campo gigante, aún permanece virgen, lo mismo el Lakach, gigante de gas húmedo frente a las costas de Catemaco. Asimismo, si se modera la explotación de Ku Zaap Maloob, uno de los productores más grandes del mundo, podría mantenerse al 2018 con una producción de alrededor de 500 000 barriles diarios y Pemex también cuenta con poco más de 10 campos importantes, amén de 130 pequeños yacimientos totalmente vírgenes. Esta dotación es la causa de la permanente campaña por ampliar aún más la apertura al capital extranjero; estos volúmenes ya muy disminuidos, comparados con la situación de los setenta, explican las políticas de desplazamiento de la población en el Sureste del país.

8) La exploración en la década anterior solo ofreció, en promedio, alrededor de 120 millones de barriles de crudo cada año; en el mejor de los casos 300 millones como reservas probadas más probables. Es evidente que los mejores años del petróleo en México ya pasaron; los campos más importantes ya se descubrieron y el pico de descubrimientos ocurrió en los años setenta y comienzo de los ochenta.

No obstante, durante la década pasada se exportaron anualmente volúmenes más de 10 veces mayores que las reservas probadas que se descubrieron.

9) Un último planteamiento, acaso una recomendación que deseamos anotar antes del punto final, es relativa a las medidas de seguridad industrial en las aguas profundas del Golfo de México.

La revista *Energía y Petróleo* nos hizo el favor de preguntar sobre ¿qué sucedería en nuestro país si ocurriera una tragedia como la de la British Petroleum? La respuesta fue que un accidente de este tipo en México nos enfrentaría casi a la amenaza de invasión y de que nos embargarán los activos completos de Pemex.⁴⁵ En este trabajo hemos descrito qué significa calificar la nueva etapa de crudo difícil; queremos insistir en que los riesgos se incrementan en el caso de los pozos exploratorios que, por definición, incursionan en áreas desconocidas y enfrentan zonas de presiones inéditas, como Puskón, frente a Tuxpan, y geología muy compleja, como Hux, frente a Campeche, que las herramientas sísmicas no pueden prever. Así que antes de pasar por estas experiencias es necesario dotar a la Comisión Nacional de Hidro-

⁴⁵ Maribel Zavala, "Lo que dejó 2010", *Petróleo y Energía*, núm. 49, enero de 2011, pp. 62-63.

carburos de mejores y más amplios recursos presupuestales y humanos y fortalecerla con alguna forma de participación de instituciones académicas y colegios de profesionales de la ingeniería petrolera para mejorar la identificación, evaluación y mitigación de los niveles de riesgo, incluyendo el que la mencionada Comisión llama “el peor escenario”. No puede ser que nuestra negligencia contribuya a que este país amanezca cualquier día atrapado en situaciones aún más difíciles que las que ya padece.

Las actividades petroleras deben seguir siendo objeto de estudio y escrutinio cotidiano. El petróleo, aun disminuyendo, seguirá siendo en este país un tema central en la economía, la política y las relaciones México-Estados Unidos.

BIBLIOGRAFÍA

- Anguiano, Jesús (2011), Región Marina Noreste, "Explotación de campos de crudo extra pesado en la Sonda de Campeche, visión general", ponencia presentada en el World Heavy Oil Congress, Edmonton, Alberta, Canadá, marzo.
- Backmeyer, L. A. *et al.* (1984), "Extensión de la recuperación terciaria del yacimiento Wizard Lake (Lago Encantado), D-3-A por desplazamiento miscible", artículo presentado en la reunión anual de SPE, Houston, Texas (traducido por el ingeniero Francisco Garaicochea).
- Baños Torales, Felipe Luis y Carlos Adolfo Sánchez Ramos (2009), "Yacimientos petroleros debajo de la sal", tesis de licenciatura en Ingeniería Petrolera, Facultad de Ingeniería, UNAM,
- Barbosa, Fabio (2008), "Las reservas y el potencial mexicano de petróleo crudo", en Francisco Colmenares, et al. *Pemex presente y futuro*, México, IIEC-UNAM.
- , y Esther Solano Palacios (2010), "La exploración petrolera en los municipios del Oriente de Tabasco: Jonuta, Emiliano Zapata, Balancán y Tenosique, ¿surgirán nuevas áreas de producción de hidrocarburos?", po-

nencia presentada en el 15º Encuentro Nacional sobre Desarrollo Regional en México, organizado por la Asociación Mexicana de Ciencias para el Desarrollo Regional, A.C., y la Universidad Juárez de Tabasco, Villahermosa, Tabasco.

Ceballos Soberanis, José Antonio (1999), "Las exploraciones petroleras en el Golfo de México", en Secretaría de Energía, *Los espacios marítimos y su delimitación. Referencia especial al Golfo de México*, México, Secretaría de Energía.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (2009-2010), *Informe de Labores*, México.

— (2010), *Factores de Recuperación de aceite y gas en México. Documento Técnico-1*, México, junio.

Colitti, Marcello (1983), "Monto y distribución de los recursos petroleros mundiales (conocidos y desconocidos) y una estimación de la producción futura", en *Mercados mundiales de hidrocarburos. Situación presente, perspectivas y tendencias futuras*, México, El Colegio de México.

Cruz Helú, Pablo, y Javier J. Meneses Rocha (1998), "Exploration Opportunities in Mexico, a Regional Perspective", ponencia presentada en el I Simposio sobre Técnicas aplicadas a la exploración petrolera, Instituto Mexicano del Petróleo-Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 3 de diciembre, México.

- Estrada Estrada, Javier (2010), "Exploración y producción. Avances de la normatividad para aguas profundas", presentación en la 14th Mexican Energy. Financing Energy Efficiency, Renewable Energy, and Petroleum E&P, Mexico, 8-9 de noviembre.
- Fong Aguilar, José *et al.* (2005), "Proyecto integral Complejo Antonio J Bermúdez: retos y oportunidades", Veracruz, ponencia en el IV E-Exitep, Veracruz, Veracruz.
- Guzmán Baldizán, Alfredo Eduardo (2001), "Exploration and Production in Mexico: Challenges and Opportunities", Houston, Texas, Adaptation of Presentation to Houston Geological Society, 28 de agosto.
- (2006), *Documento Representativo y anuario Estadístico de la Región Norte*, México, Pemex Exploración y Producción.
- Hernández Romano, Ulises, *et al.* (2004), "Revitalizing an Old Oil Province: a second look at the Golden Lane Plays and Renewed drilling activity", Paper presented at AAPG Annual Meeting, Dallas, Texas, 18-21 de abril.
- Hirsch Robert, Mikael Höök y Kjell Aleklett (2009), "Giant oil field decline rates and their influence on world oil production", *Energy Policy*, vol. 37, núm. 6, junio, pp. 2262-2272.
- Laherrere Jean, "Estimates of Oil Reserves" (2001), paper presented at the IEA/IEW meeting IIASA, Plenary Session

- I: Resources, Laxemburg, Austria, 19 de junio. (<http://www.oilcrisis.com>). Última consulta: agosto de 2001.
- Lajous Vargas, Adrián (2008), "La incursión de Pemex en aguas profundas", *La Jornada*, México, <http://www.jornada.unam.com.mx>
- (2009), "El ocaso de Cantarell", *Nexos*, México, <http://www.nexos.com.mx>.
- Martínez Kemp, Leonardo (2005), "Posibilidades de extensión en los campos del área Chiapas-Tabasco", ponencia presentada en la IV Exitep, Veracruz, 20-23 de febrero.
- Morales Gil, Carlos (2008), "Perspectivas de la exploración y producción de hidrocarburos en México", México, abril.
- Morelos-García, J. Alejandro (1996), Geochemical evaluation of southern Tampico-Misantla Basin, Mexico. Oil-oil and oil source rock correlations, Dissertation, University of Texas at Dallas, 636 pp.
- Morelos-García, J. Alejandro (UNOCAL) y Wallace G. Dow (1999), "Opportunities for exploration and definition of a new petroleum system in the Sierra Madre Oriental and Tampico Misantla Basin, Mexico: Study of oil seeps and crude oils", trabajo presentado en la Tercera Conferencia Internacional Conjunta AMGP/AAPG, Veracruz, 10-13 de octubre.

Narváez, Antonio, y Luis Roca Ramisa, de Schlumberger Oilfields Services (2005), "Reactivation of mature fields in Northern Mexico", artículo presentado en la IV E-Exitep, 20-23 de febrero, Veracruz, Veracruz.

Nehring, Richard (1978), *Campos petroleros gigantes y recursos mundiales de petróleo. Preparado para la Agencia Central de Inteligencia de los EE.UU.*, México, Conacyt, 2ª edición.

Ortuño Arzate, Salvador *et al.*, (2009), "Two-Dimensional and Three-Dimensional Numerical Simulation of Petroleum Systems Approaching the Deep-Water Gulf of Mexico (Kayab Area, Campeche Sound, Mexico): Definition of Thermally Mature and Prospective Areas", en C. Bartolini y J.R. Román Ramos (eds). *Petroleum systems in the southern Gulf of Mexico: AAPG Memoir 90*, pp. 117-136.

Pemex, reportes a la Securities and Exchange Commission, 2002-2010 Disponibles en www.pemex.com

Pemex Exploración y Producción (2002), "Plan de Negocios 2002-2010", México, abril, documento interno.

— (2003), "Aceite. Plan de Negocios (cartera 1.06+csm), México, documento interno.

— (2009) "Presente y futuro de las estrategias en exploración y explotación de campos en aguas profundas",

reporte presentado en la Academia de Ingeniería, México, 15 y 16 de octubre.

Pemex Exploración y Producción y RMSO (2009), "Retos en el desarrollo y explotación de campos en aguas profundas de la Región Marina Suroeste", presentación en la Academia de Ingeniería, México, 15 de octubre.

—, RMSO-Instituto Tecnológico Superior de Centla, Tabasco (2010), "Manifestación de impacto ambiental, modalidad regional. Proyecto integral Crudo Ligerero Marino Fase -3", Dos Bocas, Tabasco, marzo, 423 pp.

Reyes Heroles G.G., Jesús (2009), "Algunos aspectos relevantes en materia de exploración y producción de hidrocarburos. Intervención en la Comisión de Energía del Senado de la República", México, 14 de enero.

Rodríguez de la Garza, Fernando (2010), "Retos tecnológicos en la explotación de los yacimientos naturalmente fracturados de la Sonda de Campeche", presentación en el Instituto de Geofísica, UNAM, 11 de junio.

Romero Mata, Omar (2010), *Model for economical analys of oil and gas deepwater production concepts/Comparisons of Life Cycle Cost of Subsea Production Systems vs. Floating Estructures with dry wellheads*, tesis, University of Stavanger, Spring semester (<http://ingenet.com.mx/aguasprofundas/2010/07/04/estrategia-para-el-desarrollo-de-campos-en-aguas-profundas-en-mexico/>.) Última consulta 5 agosto de 2010.

Sener, Sistema de Información Energética (<http://sie.energia.gob.mx>).

Simmons, Matthew (2002), The World's Giant Oilfields (<http://www.simmonsco-intl.com/files/giantoilfields.pdf>).
Última consulta mayo 2009.

Soto Cuervo, Arturo, *et al.* (2004), "Present and Future of the Salina del Istmo Basin and its Offshore Extension into Gulf of Mexico", ponencia en la AAPG International Conference, 24-27 de octubre, Cancún, México.

— *et al.* (2005), "Exploración en aguas profundas: sistemas petroleros y plays en la porción sur del Golfo de México, área Holok-Alvarado", ponencia en el Simposio 2005 organizado por la AMGE.

Soto Meneses, Manuel (2008), "Reingeniería de pozos cerrados en campos maduros, una alternativa para mantenimiento o incremento de producción", ponencia presentada en el Congreso Mexicano del Petróleo 2008, organizado por la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Colegio de Ingenieros Petroleros de México y la Society of Petroleum Engineers (SPE), Sección México, Monterrey, N.L., junio.

Suárez Coppel, José Antonio (2010 a), "Mexico's Hydrocarbons Outlook. Pemex's strategic plans and imple-

mentation of the reform measures”, presentación en La Jolla, Calif., 12 de mayo, 28 láminas.

Suárez Coppel, José Antonio (2010 b), “Visión de Pemex”, presentación en el Club de Industriales, México, D.F., octubre (<http://www.pemex.com/index.cfm>). Última consulta 14 octubre.

Suro Pérez, Vinicio (2010), Pemex’s Priority Projects 2010-2012 [¿Presentation at Offshore Technology Conference?], 3 de mayo, 28 láminas.

Vázquez Senties, Luis (2008), “Hydrocarbons Panorama Sector in Mexico”, noviembre, presentación, s.l., s.f.

Velázquez Cruz, David (2008), “Introducción a la perforación de pozos”, en prensa.

Retos en la exploración y producción de petróleo crudo en el sexenio 2012-2018 es un libro del Instituto de Investigaciones Económicas de la Universidad Nacional Autónoma de México. Se terminó de imprimir el 8 de septiembre de 2012. Se tiraron 200 ejemplares en disco compacto en los talleres de Archivo Óptico, Oriente 255 D, núm. 59, col. Agrícola Oriental, C.P. 08500, Iztacalco. La formación tipográfica estuvo a cargo de Carlos José Bravo Nieto; se utilizó la fuente Myriad Pro de 8, 9, 10 y 11 puntos. Es un libro en formato pdf con un peso de 300 Mb. El cuidado de la edición estuvo a cargo de Marisol Simón.

El examen de la situación actual y de las perspectivas del petróleo en México, no puede realizarse sólo con las estadísticas oficiales sobre reservas —confusas y maquilladas—, aunque éstas son referencias de las que no podemos prescindir. Lo que puede permitirnos una aproximación sobre la oferta de hidrocarburos en el corto y mediano plazos, es la información sobre tres grandes renglones: 1) la situación de los campos gigantes; 2) los resultados de la exploración, considerando un periodo suficiente para inferir tendencias, y 3) los programas de rehabilitación, optimización y “reentradas” a campos maduros.

Fabio Barbosa Cano, cursó la licenciatura en Economía y realizó estudios de maestría en Historia de México en la UNAM. Laboró como asesor de la Comisión de Historia de Petróleos Mexicanos, entre 1983 y 1988, la cual inició la construcción del archivo histórico de Pemex. Ha publicado varios ensayos y capítulos en libros, sobre exploración, reservas y extracción de hidrocarburos en México, entre ellos: “Nuevas tecnologías en la industria petrolera de México: la microelectrónica en la producción primaria”, “Technical and Economic Problems of the Newly Nationalized Industry”, y *Exploración y reservas de hidrocarburos en México*. Asimismo, ha publicado más de 150 artículos en revistas especializadas o universitarias, entre ellas *Oil & Gas Journal*.

ISBN 978-706-02-3494-1



9 787060 234941

